

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа Природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение Нефтегазового дела (ОНД)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО – ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗО – НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ (ЗАМЕНА ИЗОЛЯЦИИ) С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ»

УДК 624.042.62:622.692.4-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Фисенко Владислав Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			

Консультант – лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Забродина И.К.	к.пед.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа Природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела (ОНД) –

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) _____
(Дата) Шадрина А.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Фисенко Владиславу Александровичу

Тема работы:

«Анализ напряженно – деформированного состояния газо – нефтепроводов при капитальном ремонте (замена изоляции) с целью определения оптимальных технологических параметров»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 877/с от 05.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектами исследования являются магистральный газопровод «Нижевартовск – Парабель – Кузбасс» и магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск»</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выбрать объекты исследования 2. Провести анализ физики-географических, инженерно-геологических, климатических и сейсмических условий объекта исследования. 3. Изучить общие понятия технологических процессов по замене изоляции, расстановки техники. 4. Ознакомиться с техническими решениями по нанесению изоляционного покрытия. 5. Описать технологию пооперационного контроля изоляционного покрытия, защиту газо – нефтепроводов от коррозии. 6. Провести расчет допустимой величины пролета газо – нефтепровода по методическим указаниям и определить максимально допустимые нагрузки на трубопровод. 7. Смоделировать процесс в среде ANSYS с целью определения оптимальных размеров участков между опорами при проведении изоляционных работ механизированным способом, определение нагрузок на трубопровод. 8. Сделать заключение по полученным теоретическим результатам и результатам полученными в среде ANSYS.
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p> <p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Консультант</p> <p>Романюк Вера Борисовна</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина Мария Сергеевна</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>реферат</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>05.09.2017</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Фисенко Владислав Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Рыбину Александру Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/профиль	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений.	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет затрат и финансового результата реализации проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала

1. Линейный календарный график выполнения работ;
2. Денежные потоки;
3. Внутренняя норма доходности.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.02.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Фисенко Владислав Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ71	Фисенко Владислав Александрович

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) <p>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</p>	<p>1. Описание рабочего места, технологического процесса и механического оборудования:</p> <p>Работы проводятся на участках магистрального газопровода и магистрального нефтепровода, которые относятся к территориям Западно-Сибирской равнины (Кемеровская и Томская области).</p> <p>Процесс работы заключается в капитальном ремонте магистральных трубопроводов с заменой изоляции.</p> <p>Основным механическим оборудованием, используемым при производстве работ, является спецтехника (Трубоукладчик, бульдозер, экскаватор, подкапывающая машина, грунтоочистная машина, машина для подсыпки и подбивки грунта под трубопровод, изоляционная машина, очистная машина).</p> <p>В разделе рассмотрены:</p> <ul style="list-style-type: none"> – основные вредные и опасные факторы, возникающие в процессе производства работ; – негативные воздействия на окружающую среду; – чрезвычайные ситуации (техногенного и экологического характера)
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005-76; Введ. 1989-01-01. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 49 с.</p> <p>ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.</p> <p>ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1).</p>

	<p>ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.</p> <p>ГОСТ Р 51337-99 Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей.</p> <p>ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 30.06.2002. –М.: Стандартинформ, 2006. – 17 с.</p> <p>ГОСТ Р 12.3.050-2017 ССБТ. Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности</p> <p>ИОТВ 13-17 Инструкция по охране труда при проведении земляных работ</p> <p>ГОСТ 12.3.009-76 СТБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.</p> <p>ИОТВ 40-17 версия 3.00 Инструкция по охране труда при использовании средств индивидуальной защиты</p> <p>ИОТП 29 16 версия 2.0 Инструкция по охране труда для трубопроводчика линейного</p> <p>Приказ Минтруда и соцзащиты РФ № 328н от 24.07.2013г. «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».</p> <p>СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменением N 1)</p> <p>РД 153-39.4-114-01. «Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах»</p> <p>Утв. ПАО «Транснефть» 28.11.2001</p> <p>СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов». Утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 26.08.2013 № 730.</p> <p>Постановление Правительства РФ от 15.04.2002 №240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».</p> <p>ГОСТ Р 55709-2013 Освещение рабочих мест вне зданий. Нормы и методы измерений.</p>
--	--

	ОР 15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 «Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов». Утв. ПАО «Транснефть» 23 октября 2001.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 	<p>1. Проанализировать вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности факторов (чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания; вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; недостаточная освещенность рабочей зоны; ультрафиолетовое излучение; повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.); – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты;
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – падение с высоты; – воспламенение газовойоздушной среды, взрыв, пожар; – действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, объектов на работающий персонал; – применение открытого огня; – высокое напряжение, электротравма, смерть; – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – падение груза. Травмирование падающим грузом, смерть; – оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); 	<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проанализировать воздействие объекта на атмосферу; – проанализировать воздействие объекта на гидросферу; – проанализировать воздействие объекта на литосферу; – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.

<ul style="list-style-type: none"> – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – проанализировать перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбрать наиболее типичные ЧС; – разработать превентивные меры по предупреждению ЧС; – разработать действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.02.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Фисенко Владислав Александрович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа Природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования магистратура
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела (ОНД)
 Период выполнения осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2019
--	------------

<i>Дата контроля</i>	<i>Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)</i>	<i>Максимальный балл раздела (модуля)</i>
10.03.2017	Обзор литературы	10
23.03.2017	Введение	10
25.04.2017	Общая часть	30
11.05.2017	Социальная ответственность	10
20.05.2017	Финансовый менеджмент	10
21.05.2017	Заключение	10
24.05.2017	Презентация	20
	Итого:	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 162 с., 41 рис., 30 табл., 41 источник.

Ключевые слова: магистральный газо-нефтепровод, капитальный ремонт, изоляция, свободный пролет трубопровода, надежность.

Объектом исследования является магистральный газо- и нефтепровод.

Цель работы – анализ напряженно-деформированного состояния газо – нефтепроводов при капитальном ремонте (замена изоляции) с целью определения оптимальных технологических параметров.

В процессе работы были рассмотрены краткая географическая характеристика района проведения работ, схема капитального ремонта по замене изоляции в траншее газо – нефтепроводов, разновидность применяемых изоляционных материалов, земляные работы по вскрытию и укладке магистрального трубопровода, работы по очистке и осушке поверхности трубопровода, технология нанесения изоляционных материалов и контроль качества их нанесения.

В результате работы было проведено моделирование процесса проведения капитального ремонта по замене изоляции с целью определения оптимальных показателей максимально допустимых длин подкопанных участков газо – нефтепроводов в зависимости от их диаметра.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ; полевые работы; метод расчета экономической эффективности проекта.

ESSAY

Graduation qualification work 162 p., 41 fig., 30 tab., 41 sources.

Keywords: main gas-oil pipeline, overhaul, coating, free passage of the pipeline, reliability.

The object of the study is main gas and oil pipeline.

The purpose of the work – analysis of the stress-strain state of gas and oil pipelines during overhaul (insulation replacement) in order to determine the optimal technological parameters.

In the process of work, a brief geographical description of the area of work, the scheme of major repairs to replace the insulation in the trenches of gas and oil pipelines, a variety of insulation materials used, earthworks for opening and laying the main pipeline, cleaning and drying of the pipeline surface, the technology of application of insulation materials and quality control of their application.

As a result of work we performed a simulation of the process of a major overhaul to replace the insulation with the aim of determining the optimal values of maximum permissible lengths of undermined areas of oil and gas depending on their diameter.

The main design, technological and technical and operational characteristics: technology and organization of work; field work; method of calculating the economic efficiency of the project.

Нормативные ссылки, определения, обозначения, сокращения

Нормативные ссылки

ГОСТ Р 53383–2009. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия. – М., 2009. – 18 с.

ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 49 с.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – Введ. 01.01.77. – М.: Стандартиформ, 2006. – 7 с.

ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1). – Введ. 01.07.1983. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 7 с.

ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения. – Введ. 01.06.2017. – М.: Стандартиформ, 2016. – 7 с.

ГОСТ Р 55709-2013 Освещение рабочих мест вне зданий. Нормы и методы измерений. – Введ. 08.11.2013. – М.: Стандартиформ, 2013. – 10 с.

ГОСТ Р 51337-99 Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей. – Введ. 22.11.1999. – М.: Стандартиформ, 1999. – 47 с.

ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 30.06.2002. – М.: Стандартиформ, 2006. – 17 с.

ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности. – Введ. 21.07.2017. – М.: Стандартиформ, 2017. – 28 с.

ГОСТ 12.3.009-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности. – Введ. 01.07.77. – М.: Стандартиформ, 2006. – 7 с.

ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – Введ. 30.06.1992. – М.: Стандартинформ, 2006. – 95 с.

ИОТВ 13-17 Инструкция по охране труда при проведении земляных работ.

ИОТВ 40-17 версия 3.00 Инструкция по охране труда при использовании средств индивидуальной защиты

ИОТП 29-16 версия 2.0 Инструкция по охране труда для трубопроводчика линейного.

ОР 15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 «Порядок допуска подрядных организаций к производству работ по строительству, техническому перевооружению, реконструкции, капитальному и текущему ремонту, ремонтно-эксплуатационным нуждам объектов ОАО «АК «Транснефть»». – Введ. 18.04.2012. – М.: ПАО «Транснефть», 2012. – 66 с.

Приказ Минтруда и соцзащиты РФ № 328н от 24.07.2013г. «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

Постановление Правительства РФ от 15.04.2002 №240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».

РД–23.040.00–КТН–064–18. Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных трубопроводов. – М., 2018. – 210 с.

РД 153-39.4-114-01. «Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах». – Введ. 20.02.2002. – М.: ПАО «Транснефть», 2002. – 115 с.

РД–23.040.01–КТН–222–10. Методика расчета на прочность и устойчивость линейных участков магистральных нефтепроводов диаметром 530 – 1220 мм при ремонте с подъемом и поддержкой трубоукладчиками. – М., 2010. – 67 с.

СТО Газпром 2–2.3–231-2008. Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ПАО «Газпром». – М., 2008. – 96 с.

СП 42–102–2004. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб. – М., 2004. – 107 с.

СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. – М., 2012. – 96 с.

СП 71.13330.2017. Изоляционные и отделочные покрытия. Актуализированная редакция СНиП 3.04.01-87. – М., 2017. – 61 с.

СП 33.13330.2012. «Расчет на прочность стальных трубопроводов». – М., 2012. – 25 с.

СП 28.13330.2017. Защита строительных конструкций от коррозии. – М., 2017. – 118 с.

СП 22.13330.2011. Основания зданий и сооружений. – М., 2011. – 166 с.

СП 131.13330.2012. Строительная климатология. – М., 2012. – 113 с.

СП 14.13330.2018. Строительство в сейсмических районах. – М., 2018. – 126 с.

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

авария: разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

давление номинальное: наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный срок службы арматуры и деталей трубопровода (МПа, кгс/см²).

давление рабочее: максимальное внутреннее избыточное или наружное давление, возникающее при нормальном протекании рабочего процесса (МПа, кгс/см²).

заглубление трубопровода: расстояние от верха трубы до поверхности земли; при наличии балласта - расстояние от поверхности земли до верха балластирующей конструкции.

заземление анодное: Устройство, обеспечивающее стекание защитного тока катодной защиты в землю и состоящее из одного или нескольких анодных заземлителей.

защита катодная: Торможение скорости коррозионного процесса посредством сдвига потенциала оголенных участков трубопровода в сторону более отрицательных значений, чем потенциал свободной коррозии этих участков.

изгиб трубопровода упругий: Изменение направления оси трубопровода (в вертикальной или горизонтальной плоскостях) без использования отводов.

инцидент: отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от режима технологического процесса.

капитальный ремонт: это комплекс технических мероприятий, направленных на полное или частичное восстановление линейной части эксплуатируемого нефтепровода до проектных характеристик с учётом требований действующих нормативных документов.

покрытие защитное: материал и (или) конструкция, изолирующая наружную или внутреннюю поверхность трубопровода от внешней или внутренней среды.

потенциал защитный: катодный потенциал, обеспечивающий требуемое торможение коррозионного процесса.

станция катодная: комплекс электротехнического оборудования, предназначенный для создания постоянного электрического тока между анодным заземлителем и подземным сооружением (трубопровод, резервуар и др.) при катодной защите последнего от коррозии.

трубопровод: сооружение из труб, деталей трубопровода, арматуры, плотно и прочно соединенных между собой, предназначенное для транспортирования газообразных и жидких продуктов.

трубопровод магистральный: единый производственно-технологический комплекс, включающий в себя здания, сооружения, его линейную часть, в том числе объекты, используемые для обеспечения транспортирования, хранения и (или) перевалки на автомобильный, железнодорожный и водный виды транспорта жидких или газообразных углеводородов, измерения жидких (нефть, нефтепродукты, сжиженные углеводородные газы, газовый конденсат, широкая фракция легких углеводородов, их смеси) или газообразных (газ) углеводородов, соответствующих требованиям законодательства Российской Федерации.

трубопроводная арматура: техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах, оборудовании и емкостях и предназначенное для управления потоком рабочей среды посредством изменения площади проходного сечения.

участок трубопровода: часть технологического трубопровода, как правило, из одного материала, по которому транспортируется вещество при постоянных давлении и температуре. При определении участка трубопровода в его границах для одного номинального прохода должна быть обеспечена идентичность марок арматуры, фланцев, отводов, тройников и т.п.

фасонная деталь: часть трубопровода, предназначенная для соединения отдельных его участков с изменением или без изменения направления или проходного сечения и изготовленная из материала одной марки.

чрезвычайная ситуация: Обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Обозначения и сокращения

ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция;

ГВС – газовоздушная среда;

ГГ – горячие газы;

ГЖ – горючие жидкости;

КИП – контрольно-измерительный пункт;

КЛ – кабельная линия электропередач;

КППСОД – камера приема-пуска средств очистки и диагностики;

ЛВЖ – легковоспламеняющиеся жидкости;

МГ – магистральный газопровод;

МН – магистральный нефтепровод;

НГ – негорючие вещества;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПБ – промышленная безопасность;

РД – руководящий документ;

РНУ – районное нефтяное управление;

РЭ – руководство по эксплуатации;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ССБТ – система стандартов безопасности труда;

СУГ – сжиженные углеводородные газы;

СЭС – санитарно-эпидемиологическая служба;

ТУ – техническое условия;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ЭПБ – экспертиза промышленной безопасности;

ЭХЗ – электрохимическая защита.

Оглавление

Введение.....	21
1 Обзор литературы	26
1.1. Капитальный ремонт на магистральных газо – нефтепроводах	26
1.2. Виды ремонта, применяемые на магистральных трубопроводах.....	28
1.3. Методы, используемые для ремонта линейной части МТ	30
1.3.1 Ремонт в траншее с подкопкой МТ	30
1.3.2 Ремонт с подъемом и кладкой МТ на берме траншеи	31
1.3.3 Ремонт с подъемом и укладкой МТ на берме траншеи (с вырезкой трубопровода)	32
1.3.4 Ремонт МТ с подъемом и укладкой на лежки в траншее	33
2. Технологическая часть	35
2.1 Краткая характеристика района.....	35
2.1.1 Географическая характеристика и геоморфологические условия	35
2.1.2 Инженерно-геологические условия	36
2.1.3 Климат.....	38
2.1.4 Сейсмичность	40
2.2 Схема капитального ремонта по замене изоляции в траншее.....	40
2.3 Разновидность изоляционных материалов	41
2.3.1 Битумные покрытия.....	45
2.3.2 Полимерные покрытия	46
2.3.3 Оберточные рулонные материалы	48
2.3.4 Эпоксидные покрытия.....	49
2.3.5 Эмаль-этинолевое покрытие	50
2.3.6 Стеклоэмалевые покрытия.....	51
2.4 Работы по вскрытию трубопровода	52
2.5 Очистка поверхности газо – нефтепровода от дефектной изоляции	55
2.6 Осушка наружной поверхности газо – нефтепровода.....	56
2.7 Технология нанесения изоляционного покрытия	59
2.8 Укладочные работы	69
2.9 Балластировка газо-нефтепровода	70
2.10 Контроль качества ремонтных работ и материалов	70
2.10.1 Контроль качества изоляционных работ	70
2.10.2 Контроль качества изоляционных материалов.....	72
2.10.3 Контроль качества при нанесении защитных покрытий.....	73
2.11 Электрохимическая защита	74

Вывод по главе 2	79
3. Расчет надземного перехода трубопровода.....	80
3.1 Расчет напряжено-деформированного состояния магистрального газопровода «Нижевартовск – Парабель – Кузбасс»	80
3.1.1 Определение допускаемого пролета между земляными перемычками	81
3.1.2 Проверка на продольную устойчивость магистрального газопровода	82
3.1.3 Проверка на прочность магистрального газопровода	84
3.1.4 Проверка на недопустимость пластических деформаций магистрального газопровода	85
3.2 Расчет напряжено-деформированного состояния магистрального нефтепровода	87
3.2.1 Определение допускаемого пролета между земляными перемычками	88
3.2.2 Проверка на продольную устойчивость магистрального нефтепровода	89
3.2.3 Проверка на прочность магистрального нефтепровода	90
3.2.4 Проверка на недопустимость пластических деформаций магистрального нефтепровода	92
3.3 Моделирование процесса в среде ANSYS	93
3.3.1 Анализ напряженно-деформированного состояния при разработке грунта под газо – нефтепроводами.	93
3.3.2 Анализ напряженно – деформированного состояния газо – нефтепроводов при капитальном ремонте по замене изоляции.	101
Вывод по главе 3	105
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	106
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	106
4.1.1 Потенциальные потребители	106
4.1.2 Swot- анализ.....	107
4.2 Планирование научно-исследовательской работы	109
4.2.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации	109
4.2.2 Инициация проекта	111
4.2.3 Структура работ в рамках научного исследования.....	112
4.2.4 Бюджет научно-технического исследования.....	113
Вывод по главе 4	124
5. Социальная ответственность.....	125
5.1 Производственная безопасность.....	125
5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой произведённой среды.....	126
5.1.1.1 Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания	126
5.1.1.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны	128
5.1.1.3 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.....	129

5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды.....	129
5.1.2.1 Падение с высоты.....	129
5.1.2.2 Воспламенение газовойдушной среды, взрыв, пожар.....	130
5.1.2.3 Действие сила тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, объектов на работающий персонал	131
5.1.2.4 Высокое напряжение.....	132
5.1.2.5 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.....	133
5.1.2.6 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	134
5.2 Экологическая безопасность.....	135
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	138
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	139
Выводы:.....	144
Список источников и литературы	145
Список публикаций студента.....	149
Приложение А	150

Введение

Актуальность темы исследования: тема научно-исследовательской работы магистра выбрана, исходя из того, что применение поточного метода организации ремонтных работ, при котором вскрытие газо – нефтепроводов, удаление старой изоляции, подготовка поверхности труб, ремонт повреждений, нанесение новой изоляции и засыпка производятся параллельно на нескольких участках газо – нефтепроводных линий, требует пересмотра действующих норм, необоснованно ограничивающих допустимую протяженность освобождаемых от грунта участков. Следование этим нормам отрицательно сказывается на производительности работ, делает неэффективным применение механизированных устройств для очистки поверхности труб и нанесения новой изоляции. Следовательно, существует необходимость в создании методики определения оптимальных размеров расстояния между опорами газо – нефтепроводов при проведении работ по замене изоляции.

Объект исследования: объектами исследования являются магистральный газопровод «Нижевартовск – Парабель – Кузбасс» и магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск».

Новизна темы исследования: действующие нормы ограничивающие максимально допустимые длины подкопанных участков в зависимости от диаметра магистральных газо – нефтепроводов не соответствуют своим оптимальным параметрам и их значения занижены вдвое, поэтому требуется пересмотр данных показателей для обеспечения большей степени механизации процесса капитального ремонта магистральных трубопроводов с заменой изоляции и повышения его экономической эффективности.

					АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗО – НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ (ЗАМЕНА ИЗОЛЯЦИИ) С ЦЕЛЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Фисенко В.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Проверил		Никольчиков В.К.					21	162
Конс.						НИТЛУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71		
Н. Контр.								
Утверд.		Шадрина А.В.						

Цель работы. Анализ напряженно-деформированного состояния газо – нефтепроводов при капитальном ремонте (замена изоляции) с целью определения оптимальных технологических параметров.

Основные задачи исследования:

- выбрать объекты исследования;
- провести анализ физики-географических, инженерно-геологических, климатических и сейсмических условий объекта исследования;
- изучить общие понятия технологических процессов по замене изоляции, расстановки техники;
- ознакомиться с техническими решениями по нанесению изоляционного покрытия;
- описать технологию пооперационного контроля изоляционного покрытия, защиту газо – нефтепроводов от коррозии;
- провести расчет допустимой величины пролета газо – нефтепровода по методическим указаниям и определить максимально допустимые нагрузки на трубопровод.
- смоделировать процесс в среде ANSYS с целью определения оптимальных размеров участков между опорами при проведении изоляционных работ механизированным способом, определение нагрузок на трубопровод;
- сделать заключение по полученным теоретическим результатам и результатам полученными в среде ANSYS.

Методика: определения допустимого расстояния свободного пролета магистральных газо – нефтепроводов взята из статьи журнала «Трубопроводный транспорт» и учебного пособия Гусейнов К.Б. Оценка допустимой протяженности свободного пролета газопровода на основе анализа напряженно-деформированного состояния. М: ВНИИСТ, 2010(№2) с.22-24

Практическая значимость темы исследования: тема применима к нормативной документации и руководящим документам ПАО «Газпром» и ПАО «Транснефть»

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ док-м.	Подпись	Дата		22

Основные сведения о ремонтируемых газо – нефтепроводах:

Магистральный газопровод

Строительство магистрального газопровода «Нижевартовск – Парабель», «Парабель – Кузбасс» производилось согласно документации, подготовленной в Новосибирском филиале Саратовского института «ВНИИПИгаздобыча» в период времени 1974-1977 г.г. и запуск газопровода в эксплуатацию был осуществлен в 1977-1981 г.г.

Общая протяженность магистрального газопровода 1163 км, рисунок 2.2.1.

Данный газопровод осуществляет транспортировку газа потребителям в Томской, Новосибирской, Кемеровской областях, а также Алтайского края. Также существует возможность обеспечения газом потребителей из Тюменской, Омской областей и потребителям, относящимся к европейской части Российской Федерации.

Номинальный диаметр газопровода – 1020 мм;

Проектное рабочее давление - 5,4 МПа;

Проектная производительность - 8,2 млрд м³/год (25 млн м³/сут).

По всей протяженности газопровода действуют шесть компрессорных станций: КС-1 «Александровская», КС-2 «Вертикос», КС-3 «Парабель», КС-4 «Чажемто», КС-5 «Володино», КС-6 «Проскоково», расположенных соответственно в Александровском, Каргасокском, Парабельском, Колпашевском и Кривошеинском районах Томской области, Юргинском районе Кемеровской области.

Трубы, из которых состоит газопровод, являются спиральношовными и обладают следующими характеристиками [2]:

Номинальный диаметр и толщина стенок: 1020х9,5 и 1020х10,5

Марка стали: 17Г2СФ, 17Г1С по ТУ 14-3-295-74, ТУ 14-311-74

Завод-изготовитель: Волжский трубный завод.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		23



Рисунок 2.2.1 – Схема газопровода Парабель-Кузбасс в Томской, Кемеровской и Новосибирской областях.

Магистральный нефтепровод

Для работы выбираем виртуальный нефтепровод со следующими техническими характеристиками:

Класс трубопровода по рабочему давлению -I.

Класс трубопровода по диаметру -I.

- Номинальный диаметр трубопровода (D_N) - 1220 мм;
- Толщина стенки трубы (δ) - 14 мм;
- Рабочее давление ($P_{\text{раб}}$) - 4,9 МПа;
- уровень качества труб - первый;
- класс прочности - K52;
- минимальная температура стенки нефтепровода при эксплуатации - 0°C;
- категория участка МН -I.

Максимально допустимое значение рабочего давления для выбранного участка магистрального нефтепровода I категории и классом прочности K52 для трубы ($D_n=1220 \times 14$ мм, сталь 17Г1С) составляет – 5,32 МПа [2].

Основание для замены изоляции на линейной части нефте- и газопровод:

Участок магистрального газопровода «Парабель – Кузбасс» XXXXXXXXXX км:

Данный участок газопровода эксплуатируется на протяжении 33 лет (ноябрь 1978 года), следовательно, его нормативный амортизационный срок (не менее 30 лет) превышает допустимые нормы.

В соответствии с нормами проведения экспертизы промышленной безопасности (далее – ЭПБ), было проведено комплексное обследование технического состояния магистрального газопровода на данном участке.

Комплексное обследование выявило то, что состояние металла трубы хоть и превысило свой максимальный срок службы, но соответствует всем нормам его эксплуатации. Что нельзя сказать о состоянии его изоляционного покрытия, которое, с течением времени, утратила свои механические свойства. А именно на участке магистрального газопровода (далее – МГ) «Парабель – Кузбасс» [REDACTED] [REDACTED] км наблюдаются растекания и отслаивания изоляционного покрытия от поверхностного слоя трубы, что в дальнейшем может привести к нарушению целостности МГ и нарушению безаварийного режима эксплуатации объекта.

Накопленный опыт эксплуатации газопроводов на территории Российской Федерации показал, что примерный срок службы полимерно-ленточных изоляционных покрытий вуализуется в пределах интервала 7-15 лет, что показывает превышение срока эксплуатации изоляционного покрытия газопровода от 2 до 4 раз. Соответственно, можно сделать вывод, что дальнейшая безопасная эксплуатация действующего газопровода на данном участке, согласно установленным требованиям его эксплуатации, недопустимо.

Участок магистрального нефтепровода принимаем как виртуальный, так как на данный момент времени капитальных ремонтов по замене изоляции в системе магистральных нефтепроводов не планируется.

1 Обзор литературы

1.1. Капитальный ремонт на магистральных газо – нефтепроводах

Капитальный ремонт подразделяется на:

- ремонт (замена изоляционного покрытия);
- ремонт (замена линейной арматуры);
- работы по очистке внутренней полости трубопровода;
- ремонт переходов через естественные и искусственные преграды;
- ремонт по замене электрохимической защиты.

Более подробная классификация видов капитального ремонта магистральных газо – нефтепроводов приведена в таблице 1.1 [2].

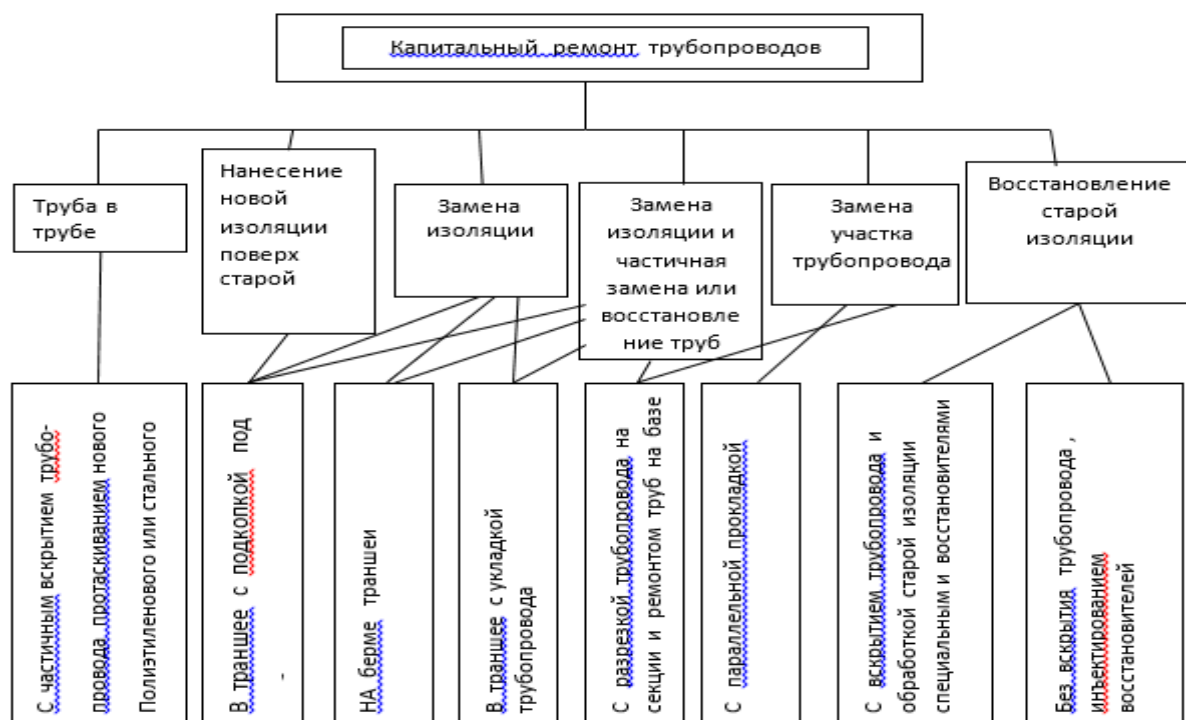


Таблица 1.1 – Классификация видов капитального ремонта МТ

АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗО – НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ (ЗАМЕНА ИЗОЛЯЦИИ) С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.	Фисенко В.А.			
Проверил	Никучииков В.К.			
Конс.				
Н. Контр.				
Утверд.	Шаддина А.В.			
Обзор литературы			Лит.	Лист
				26
				162
			НИТЛУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71	

Капитальный ремонт МТ содержит перечень работ похожий по технологическому составу с перечнем по их сооружению. Однако, как правило, для его проведения требуется более серьезная организация работ и их управление, а также каждый вид работ имеет свои специфические особенности.

Главной особенностью капитального ремонта является то, что при организации данных работ невозможно совместить в одном потоке все последовательные операции в процессе сооружения МТ, однако технологическая последовательность операции должна быть неизменна (вскрытие, подъем, очистка, сварочно-монтажные и изоляционно-укладочные работы, засыпка).

Особенностями при проведении работ по капитальному ремонту в технике и технологии является:

- своеобразность подготовительных работ (определение проектного положения МТ);
- демонтажные работы опережают весь перечень ремонтно-строительных операций;
- объем монтажных работ минимален, а подъемно – укладочных операций максимален;
- повышенная сложность проведения вскрышных работ, которые требуют от их исполнителя (машиниста экскаватора) высокой квалификации при проведении работ, чтобы предотвратить повреждения стенок трубопровода рабочим органом экскаватора;
- преобладающая доля применения ручного труда;
- большая трудоемкость работ по очистке старой изоляции с поверхности МТ, а также продуктов коррозионного воздействия.

В ходе проведения капитального ремонта МТ осуществляют:

					Обзор литературы	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		27

- подготовительные работы;
- погрузочно – разгрузочные работы;
- земляные работы;
- транспортные работы;
- сварочно – восстановительные работы;
- изоляционно – укладочные работы;
- работы по контролю качества применяемых материалов и проведенных работ [33].

1.2. Виды ремонта, применяемые на магистральных трубопроводах

Все виды ремонтов на магистральных газо – нефтепроводах разделяются на плановые (текущий, капитальный) и внеплановые (аварийный).

Аварийный ремонт – это внеплановый ремонт, относящийся к ликвидации последствий аварий, которые возникают в результате различных негативных воздействий на МТ (коррозия, разрывы сварных стыков, дефекты линейной арматуры и закупоривания рабочей полости магистрального трубопровода и др.

Текущий ремонт – это плановый ремонт, характеризующийся наименьшим объемом и содержанием проводимых работ, который производится при непосредственной эксплуатации объекта и заключается в систематически выполняемых работах по предупреждению износа сооружений линейной части МТ, а также по ликвидации малозначительных дефектов линейной арматуры, согласно ППР.

В свою очередь текущий ремонт подразделяется на профилактический и на непредвиденный ремонт.

Перечень работ, входящих в состав текущего ремонта состоит из:

- работ по техническому обслуживанию линейной части МТ;

					Обзор литературы	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		28

- восстановление незначительных дефектов земляного обвалования МТ;
- обслуживание водоотводных каналов, вырубка растительности в охранной зоне МТ;
- очистка внутренней полости МТ посредством очистных устройств от различных загрязнений, препятствующих поддержанию проектной пропускной способности трубопровода;
- обнаружение и ремонт дефектов изоляционного покрытия МТ путем шурфовки;
- техническое обслуживание запорной арматуры (замена сальникового уплотнения и смазки);
- техническое обслуживание колодцев и ограждений, береговой линии в зоне подводного перехода МТ;
- проведение ультразвуковой толщинометрии для определения фактических толщин стенок МТ;
- техническое обслуживание фланцевых соединений, уплотнительных колец и крепежных приспособлений;
- работы, проводимые для подготовки к эксплуатации МТ в межсезонные периоды.

Работы, связанные с текущим ремонтом и техническим обслуживанием линейной части МТ, как правило, осуществляются без остановки перекачки [22].

Капитальный ремонт – это плановый ремонт на магистральных трубопроводах, характеризующийся наибольшим объемом и содержанием проводимых работ, проводимых по причине достижения максимальных значений показателей износа ремонтируемого объекта. Данный вид ремонта связан с полноценным восстановлением или заменой дефектных узлов ремонтируемого объекта.

					Обзор литературы	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		29

В капитальный ремонт на линейной части магистральных трубопроводов (далее МТ) входят:

- весь перечень работ, относящийся к текущему ремонту;
- разработка траншей и ремонтных котлованов, подземных коммуникаций, полный осмотр и частичная замена изоляционного покрытия;
- ремонт (замена) дефектных участков МТ и запорной арматуры;
- ремонт (замена) фланцевых соединений, опор, хомутов и кронштейнов;
- проверка состояния сварных швов методами неразрушающего контроля;
- полная очистка внутренней полости МТ, проведение испытаний на прочность и герметичность;
- окрашивание надземных коммуникаций МТ;
- сооружение защитных конструкций (кожухов) в местах пересечения трассы МТ с железным и автомобильными дорогами;
- ремонтные работы в колодцах;
- работы по укреплению берега и дна в зоне подводных переходов МТ [22];

1.3. Методы, используемые для ремонта линейной части МТ

1.3.1 Ремонт в траншее с подкопкой МТ

Данный метод ремонта характеризуется вскрытием трубопровода с сооружением земляных перемычек грунта. При этом расстояние между ними и их длина определяется согласно нормативной документации в зависимости от диаметра МТ. Выборка грунта под трубопроводом производится на глубину 0,4 – 0,5 м. После проведения вскрышных работ осуществляют очистки внешней поверхности МТ от старой изоляции, а также продуктов коррозионного воздействия. Производят восстановительные работы на трубопроводе, после чего производят восстановление изоляционного покрытия. Далее производят

					Обзор литературы	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		30

засыпку подкопанных участков трубопровода и осуществляют аналогичные операции для участков ранее занятых под земляные перемычки. Технологическая схема проведения ремонта МТ в траншее указана на рисунке 1.1 [23,24].

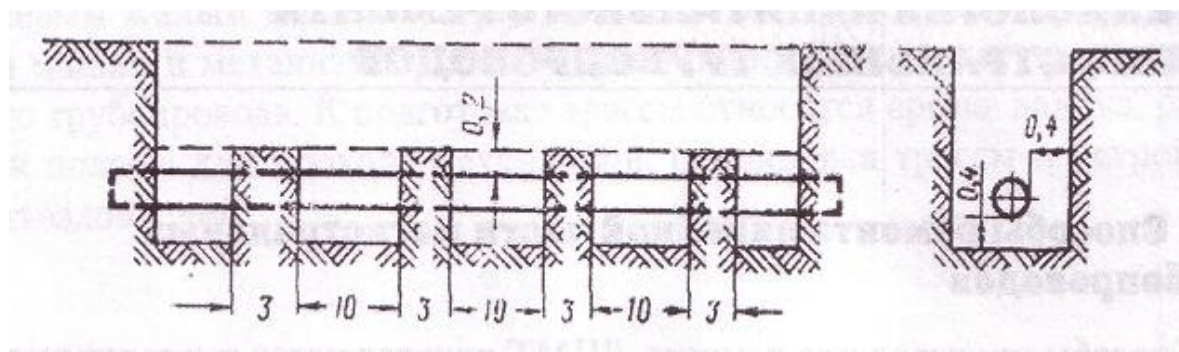
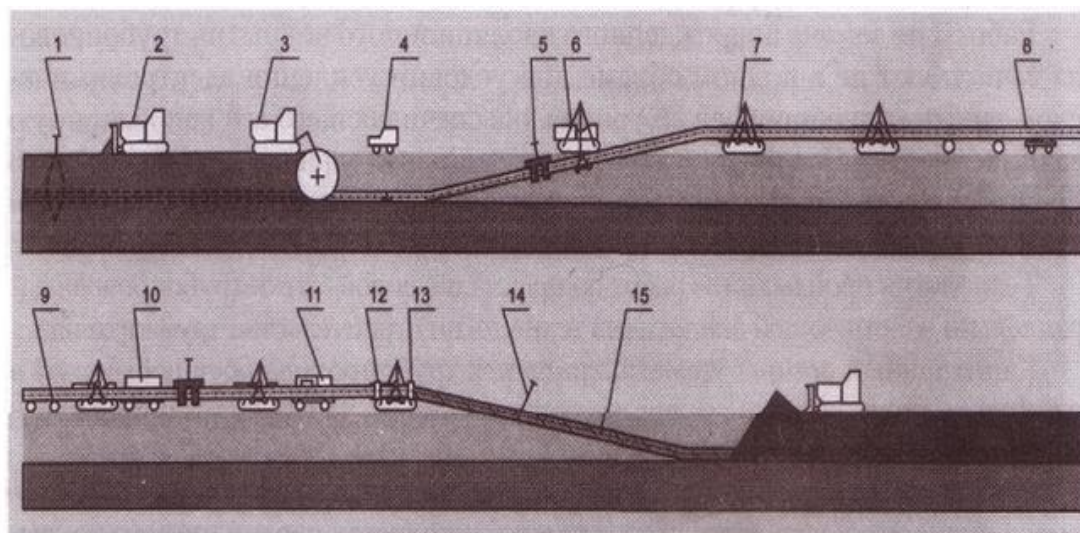


Рис. 1.1. Технологическая схема ремонта МТ в траншее

1.3.2 Ремонт с подъемом и кладкой МТ на берме траншеи

Данный метод ремонта характеризуется полным вскрытием ремонтируемого участка (кроме нижней образующей) и обследованием сварных стыков. Далее производят подъем трубопровода посредством трубоукладчиков из траншеи и укладывают его не менее, чем на 1,5 м от бровки траншеи на специальные лежки. После выполнения всего комплекса восстановительных мероприятий трубопровод укладывают обратно на проектную отметку и производят полную его засыпку. Данный метод, как правило, применяется для МТ небольших диаметров, в связи с тем, что существует большая опасность разрыва сварных стыков, а также самого МТ в процессе подъемных операций. Технологическая схема ремонта МТ, соответствующая данному методу представлена на рисунке 1.2 [23,24].



1 - Трассоискатель; 2 - бульдозер; 3 - экскаватор; 4 - мобильная лаборатория дефектоскопического контроля; 5 - очистная машина; 6 - трубоукладчик; 7 - троллейная подвеска; 8 - сварочный агрегат; 9 - инвентарные опоры (лежки); 10 - передвижная дизельная электростанция; 11 - емкость для подготовки грунтовочного покрытия; 12 - грунтовочная машина; 13 - изоляционная машина; 14 - устройства контроля качества материалов и нанесения изоляции; 15 - магистральный трубопровод

Рисунок 1.2 – Технологическая схема ремонта МТ с подъемом и укладкой его на берме траншеи.

1.3.3 Ремонт с подъемом и укладкой МТ на берме траншеи (с вырезкой трубопровода)

Данный метод применяется для замены дефектной изоляции, а также ремонта трубопровода. В ходе проведения работ производится полная остановка перекачки на ремонтируемом участке МТ и его опорожнение от транспортируемого продукта. После всего перечня подготовительных работ производят вырезку дефектного участка трубопровода при помощи устройств безгневной резки. После производят планировку трассы посредством бульдозера, а также вскрытие трубопровода по нижней образующей при помощи экскаватора. Далее осуществляются подъем и укладка МТ на берму трубоукладчиками с параллельной очисткой наружной поверхности

трубопровода от дефектной изоляции и продуктов коррозии очистной машиной. После осмотра наружной поверхности трубопровода производится полная его подготовка к нанесению новой изоляции механизированным способом с применением изоляционных машин типа ИЛ или ИМ и непосредственно нанесение изоляционного покрытия с последующей укладкой трубопровода на дно траншеи. Засыпка траншеи осуществляется с обустройством земляного валика, а также при необходимости с рекультивацией грунта.

Технологическая схема ремонта с подъемом и укладкой МТ на берме траншеи (с вырезкой трубопровода) приведена на рисунке 1.3 [23,24].

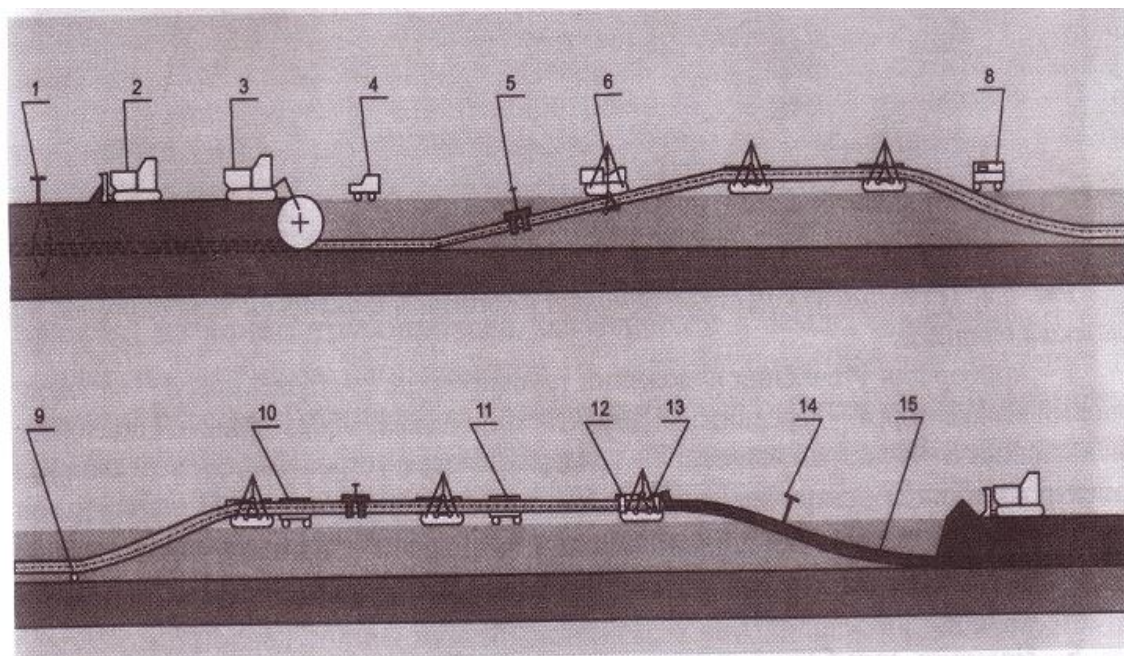
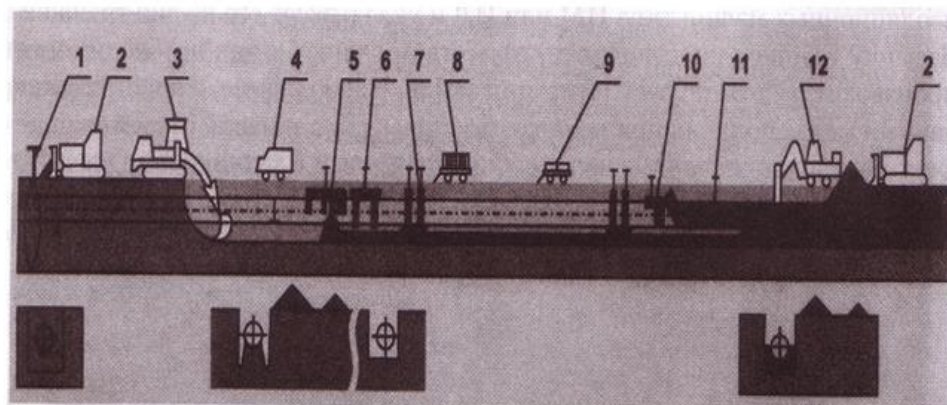


Рисунок 1.3 – Технологическая схема ремонта с подъемом и укладкой МТ на берме траншеи (с вырезкой трубопровода)

1.3.4 Ремонт МТ с подъемом и укладкой на лежки в траншее

Магистральный трубопровод после завершения планировки трассы при помощи бульдозера вскрывают с применением вскрышного экскаватора и производят подъем трубопровода со дна трубоукладчиками. Далее производят очистку МТ от дефектной изоляции и продуктов коррозионного воздействия при помощи очистной машины и укладывают на лежки высотой 0,4 – 0,6 м.

Установка лежек под трубопровод производится при помощи специальных кранов. После производят отбраковку дефектных секций трубопровода и осуществляют сварочно – монтажные работы с последующей полной очисткой МТ при помощи очистной машины типа ОМ и нанесением новой изоляции изоляционной машиной. Для того, чтобы производить подготовку битумной мастики применяются битумоплавильные котлы. После завершения всех ремонтно – восстановительных операций производится укладка МТ в траншею и полностью засыпается. Технологическая схема ремонта МТ с подъемом и укладкой на лежки в траншее представлена на рисунке 3.4 [24].



1 - прибор для уточнения положения трубопровода; 2 - бульдозер; 3 - одноковшовый экскаватор; 4 - передвижная дефектоскопическая лаборатория; 5 - подкопная машина; 6 - очистная машина; 7 - поддерживающее устройство; 8 - передвижная электростанция; 9 - сварочный агрегат; 10 - изоляционная машина; 11 - прибор для контроля качества изоляционного покрытия; 12 - машина для подбивки грунта под трубопровод

Рисунок 3.4. – Технологическая схема ремонта МТ с подъемом и укладкой на лежки в траншее

2. Технологическая часть

2.1 Краткая характеристика района

2.1.1 Географическая характеристика и геоморфологические условия

Исследуемый район по отношению к физико-географическим характеристикам располагается на Западной-Сибирской равнине в ее юго-восточной части, в междуречье рек Томь и Обь.

Западно-Сибирская равнина является низменной. Ее поверхность можно сравнить с гигантской чашей, которая имеет приподнятые края на северо-востоке Кузнецкой котловины.

Данный район обладает полого-холмистым рельефом, который расчленен болотистыми местностями и небольшими участками с распространенной сетью ручьев и рек. Перепад абсолютных высотных отметок находится в пределах от 206,9 м до 438 м. Низменные участки логов и балок обладают порослями кустарников, а также немногочисленными массивами деревьев (березы). Лога обладают, как правило, пологими склонами.

На данной местности наблюдается небольшой общий наклон в направлении юго-востока к долине р. Томь.

Залесенность района не высокая и составляет 25-30 %, преобладают лиственные породы, которые представлены в виде расчлененных лесных массивов.

Трасса газопровода на км переходит через Караканский хребет, который представляет из себя гряду гор, округлые вершины которых сглажены и между ними присутствуют неглубокие седловины. На северной стороне хребта преобладают леса, а на южной немногочисленно представлены лесные массивы.

					АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗО – НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ (ЗАМЕНА ИЗОЛЯЦИИ) С ЦЕЛЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Фисенко В.А.			Технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Проверил		Никольчиков В.К.					35	162
Конс.						НИТЛУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71		
Н. Контр.								
Утверд.		Шадрин А.В.						

Лога, которые пересекает трасса трубопровода, подвергаются болотообразованию.

Физико-геологические процессы на данной территории проявляются как морозные пучения, подтопления и заболачивание местности.

2.1.2 Инженерно-геологические условия

Геолого-литологический разрез, который представлен на рассматриваемой территории, представлен современными отложениями, которые состоят из почвенно-растительного слоя, который обладает мощностью от 0,3 до 0,5 м, органическими отложениями и насыпным грунтом.

Органические грунты представляются торфом, который сильно разложен и насыщен водой. Они распространены на территории распространения болот (в низменных участках) и обладают глубиной в пределах от 0,3-0,4 м до 0,7-4,0 м.

Ниже современных отложений в интервале глубин с 0,4-1,1 м до 8,0-15,0 м преобладают аллювиально-делювиальные субэральные средне-верхнечетвертичные отложения, которые сложены из бурых суглинков и серовато-бурой туго-мягкопластичной консистенции с небольшой примесью в ней органических веществ.

Слой туго-мягкопластичных суглинков представлен немногочисленными прослоями бурых суглинков и серовато-бурых полутвердой и твердой консистенций с небольшой примесью в них органических веществ, мощность которых составляет 2,5-4,8 м, а так же туго-мягкопластичными глинами с небольшими примесями органических веществ, мощность которых составляет 1,9-3,9 м.

Расчетное значение сопротивления грунтов, которые находятся в основании газо-нефтепровода, варьируется в пределах от 160 КПа до 300 КПа, при этом модуль деформации составляет от 4 МПа до 22 МПа.

На всех участках местности в виде прослоев и линз попадает бурый текучепластичный и текучий суглинок, мощность которых составляет от 0,9 м до 4,4 м.

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		36

В месте, где газопровод совершает переход через Караканский хребет, преимущественно преобладает песчаник и алевролит выветрелый.

В пойме р. Иня в интервале глубин от 2,8-3,5 м до 8,0-8,7 м встречаются галечниковые отложения, которые насыщены водой.

После галечниковых отложений после глубины 8,5-8,7 м находятся отложение глинистых сланцев, которые выветрены до твердого суглинка. Мощность элювия, скрытая для глинистых сланцев, равняется 4,3-4,5 м.

Значения физико-механических характеристик грунтов отражены в подробных отчетах по изысканиям.

Наличие грунтовых вод проявляется на глубине от 0,9 м до 6,9 м в текучепластичных суглинках и галечниковых отложениях.

Водоносный горизонт обладает мощностью равной от 0,9 м до 6,4 м.

На всей территории грунтовые воды относятся к не напорным, но исключением является район поймы р. Иня где напор грунтовых вод составляет от 2 м до 2,4 м.

Подземные воды осуществляют свое питания не только через зону аэрации за счет инфильтрации атмосферных осадков, но и благодаря гидравлическим связям с местными реками, ручьям и другими водоносными комплексами, лежащими ниже.

Химический состав поверхностных вод относиться к гидрокарбонатным – кальциевым.

Согласно СП 28.13330.2017 (актуализированная версия СНиП 2.03.11-85*) поверхностные воды относятся к слабоагрессивными по отношению к бетонным конструкциям по содержанию, в них агрессивной углекислоты и их не агрессивности относительно других показателей [29].

Что касается степени агрессивности подземных вод для арматуры железобетонных конструкций, также относятся к неагрессивным при постоянном воздействии и к слабоагрессивным при воздействии периодического смачивания.

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		37

Неблагоприятными инженерно-геологическими явлениями на месте проведения работ (участок [REDACTED] км) являются: эрозионные процессы склонов долин и балок рек; морозные пучения; просадочность.

Начальное давление просадки находится в пределах от 0,09 до 0,125 МПа, что указывает на первый тип грунтовых условий по просадочности.

Согласно СП 22.13330.2011 «СНиПа 2.02.01-83* Основания зданий и сооружений», суглинки и глины по степени морозного пучения являются сильно пучинистыми [30].

2.1.3 Климат

Особенности климата Кемеровской области заключаются в ее географическом положении, а именно юг Западно-Сибирской равнины, ограниченная с восточного и западного направлений горными поднятиями, которые играют важную роль в перемещении в широтном направлении воздушных масс.

Характеристика климата представлена на примере данных, полученных в результате многолетних наблюдений на метеостанциях Новокузнецк, Киселевск и Кольчугино.

Климат района, по которому проходит трасса магистрального газопровода «Парабель-Кузбасс», является резко-континентальным. Данный район расположен в климатическом подрайоне IV.

Климатические условия района выделяются суровой и продолжительной зимой, а также теплым, но коротким летом. На данной территории наблюдаются большие колебания температуры окружающей среды. К самому холодному месяцу в году относят январь, его среднемесячная температура окружающего воздуха составляет -17,5 °С. К самому теплomu месяцу в году относят июль, его среднемесячная температура окружающего воздуха составляет +18,4 °С. При этом амплитуда среднемесячной температуры между самым теплым и самым холодными месяцами равняется 35,9 °С.

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		38

В таблице 2.1. представлены средние значения температуры воздуха (в °С) [31].

Таблица 2.1 - Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
Кольчугино	-17.5	-15.8	-9.6	0.6	9.7	16.0	18.4	15.8	9.7	1.6	-9.2	-15.6	0.3
Киселевск	-17.2	-15.5	-8.1	2.0	10	16.6	18.8	15.8	10	2.2	-8.3	-15.4	0.9
Новокузнецк	-17.8	-15.6	-8.4	1.4	9.8	16.2	18.5	15.9	10	2.1	-8.5	-15.6	0.7

Значение глубины промерзания почвы зависит от многочисленных факторов, таких как: рельеф, тип почвы, характер залегания снежного покрова, величина растительности, близость грунтовых вод и другие факторы. Данные факторы, как правило, осуществляют комплексное воздействие. Глубина, на которую проникает температура равная 0 °С в почву, в основном зависит от величины мощности снежного покрова. Так как чем больше мощность снежного покрова, тем будет меньше глубина проникновения в почву температур ниже 0 °С, но несмотря на это глубина проникновения температур ниже 0 °С при равных условиях мощности снежного покрова в супесчаных почвах будет выше, чем в суглинистых. Из этого можно сделать вывод о том, что глубина промерзания почвы на ровной поверхности будет выше чем, в низменностях, но ниже чем на возвышенностях.

Наибольшие изменения почвенной температуры на глубине наблюдается в весенний период (май), а для температуры воздуха наиболее значимый период года — это зима. Второй пик изменчивости температуры почвы является осенний период (октябрь-ноябрь).

Поверхностный слой начинает оттаивать в апреле и продолжается согласно глубине до июля. Как правило, средняя суточная температура окружающего воздуха для поверхности почвы достигает 0 °С в третью декаду апреля, но на глубине отрицательная температура может сохраняться до июля.

Согласно показаниям метеостанции Киселевск (СП 131.13330.2012) средняя месячная относительная влажность воздушной среды для самого

холодного месяца в году (январь) равняется 78%, для самого теплого месяца (июль) – 72% [31].

Согласно СП 131.13330.2012 по карте зон влажности данная территория относится к сухой.

Наиболее насыщенным периодом осадков (около 60-75% от годовой суммы) является теплый период, который относится к промежутку между апрелем и октябрём. Распределение осадочных явления по времени играет большую роль. Так в июле наиболее сильные осадки приводят к размыву грунта на склонах. В период август-ноябрь туманы и затяжные морозящие дожди обеспечивают полноценную инфильтрацию влаги в грунт. Преобладание дождей повышается летом и достигает своего пика в сентябре.

В холодный период осадочные явления создают снежный покров, появляющийся во второй половине октября и сохраняющийся до мая. В лесистой местности мощность снежного покрова достигает 70 см, в полях уменьшается до 30, 5 см. Среднее значение мощности снежного покрова равняется 24 см.

2.1.4 Сейсмичность

Согласно СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*», исследуемый участок газопровода относится к зоне сейсмической активности равным 7 баллам [32].

Согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы», учет сейсмических воздействий при строительстве подземных газо-нефтепроводов осуществляется при уровне сейсмичности района более 8 баллов, следовательно, расчет на сейсмические нагрузки всех строительных конструкций необязателен [26].

2.2 Схема капитального ремонта по замене изоляции в траншеи

Капитальный ремонт трубопровода, который включает в себя работы по замене изоляционного покрытия для действующих нефте- и газопроводов возможно осуществить в процессе поэтапного отключения их отдельных

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		40

участков. Отключение данных участков будет осуществляться при помощи линейных крановых узлов (для газопровода) и линейных секующих задвижек (для нефтепровода), которые расположены не более чем 30 км по отношению друг другу. Как для МГ, так и для МН наличие протяженных участков капремонта потребует остановку трубопроводов на период превышающий допустимый простой магистральных газо-нефтепроводов, что приведет к перебою в работе крупных промышленных предприятий Томского и Кузбасского регионов и является недопустимым. Следовательно, для уменьшения времени остановки нефте- и газопроводов возможен вариант, который предусматривает сооружение лупингов на участках, задействованных в капитальном ремонте, что в экономическом аспекте соответствует строительству новой нитки газо-нефтепроводов.

Принципиальная схема капитального ремонта по замене изоляции на газо – нефтепроводах приведена на рисунке 2.3.1 [24].

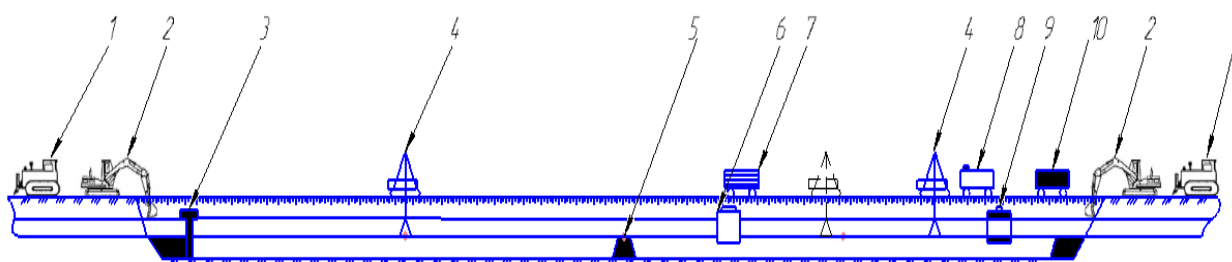


Рисунок 2.3.1 – Принципиальная схема капитального ремонта по замене изоляции на газо – нефтепроводах

1 – бульдозер; 2 – экскаватор; 3 – подкапывающая машина; 4 – трубоукладчик; 5 – земляная перемычка; 6 – очистная машина; 7 – электростанция; 8 – лаборатория контроля качества изоляционного покрытия; 9 – изоляционная машина; 10 – битумоплавильный котел.

2.3 Разновидность изоляционных материалов

Изоляционное покрытие – специальная оболочка на поверхности трубопровода, которое создает условие предотвращения грунтовой и воздушной

коррозий подземных трубопроводов (предотвращение контакта материала труб с агрессивной средой).

Нанесение изоляционного покрытия в соответствии с существующими нормами также предотвращает воздействие на газо-нефтепроводов блуждающих токов, что приводит к его защите от электрохимической коррозии. Определенная конструкция изоляционных покрытий выбирается в зависимости от коррозионной активности грунтов. Магистральные трубопроводы (далее – МТ) обладают комплексной защитой, которая состоит из изоляционного покрытия и электрохимической защиты (далее – ЭХЗ). Повышение эффективности ЭХЗ и снижение ее стоимости определяются в соответствии с оптимальным выбором типа изоляционного материала, а также от различных свойств изоляционного покрытия и качества его нанесения.

Поэтому материалы, используемые при капитальном ремонте по замене изоляции газо – нефтепроводов согласно проекту, должны соответствовать всем требованиям, применяемых к ним технических условий поставки, а именно соответствие по:

- физико – химическому составу;
- состоянию поверхности;
- наличию примесей в составе используемого материала;
- композитного состава и т.п.

Изоляционные материалы характеризуются следующими свойствами:

- водонепроницаемость (способность материала удерживать влагу на своей внешней поверхности);
- Адгезия (способность обеспечивать надежный контакт изоляционного материала и наружной поверхности газо – нефтепровода);
- Сплошность (свойство определяющее степень пористости материала, которая может привести к протеканию процессов коррозии);
- механическая прочность (способность материала противодействовать механическим воздействия на него при производстве работе по нанесению и укладке трубопровода);

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		42

- электрохимическая нейтральность (при применении на объекте ЭХЗ изоляционное покрытие не должно принимать участие в катодных процессах);
- химическая устойчивость (способность противостоять воздействию на материал агрессивных сред);
- термостойкость (данное свойство определяет оптимальную температуру размягчения материала, а также температуру достижения хрупкости);
- распространенность используемого материала (для обеспечения необходимого количества изоляционного материала);
- экономическая обоснованность использования (цена самой изоляции должна быть во много раз дешевле, чем цена самого трубопровода);
- наличие диэлектрических свойств (определяют степень сопротивления материала прохождению через него электрического тока, наличие которого порождает протекание на металле трубопровода коррозионного воздействия)
- возможность применения механизированного способа нанесения изоляции.

Однако в настоящее время нет такого материала, который сочетает все вышеперечисленные свойства, поэтому подбор изоляционного материала необходимо производить согласно реальным условиям, возникающим при строительстве, а также при самой эксплуатации объекта.

Основой выбора изоляционного покрытия является их классификации. (рисунок 2.4.1) [27].

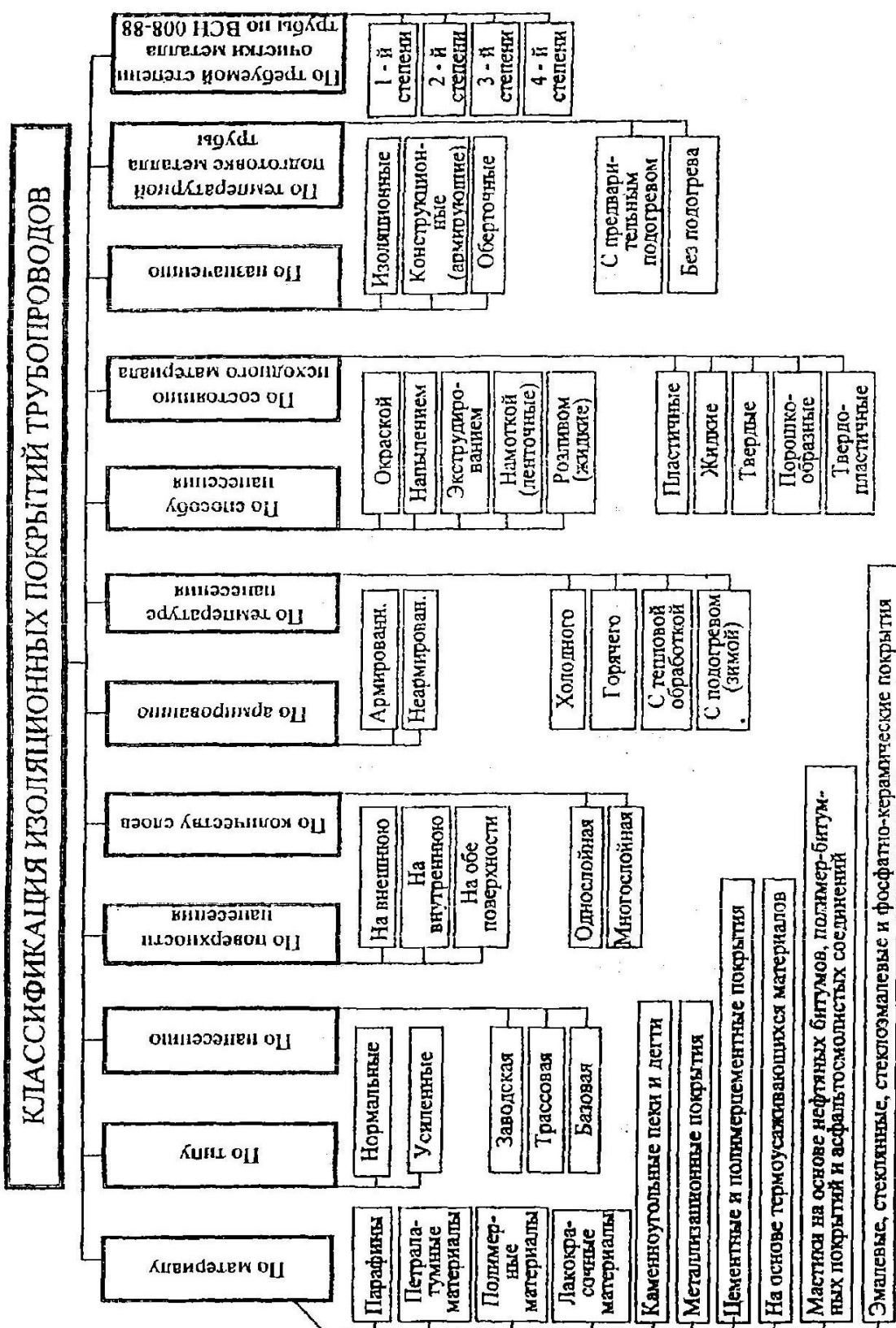


Рисунок 2.4.1 – Классификация изоляционных покрытий.

2.3.1 Битумные покрытия

Для защиты поверхности газо-нефтепроводов от воздействия коррозионных разрушений широко применяются битумы. Принцип получения битумов заключается в окислении остаточных продуктов прямой перегонки нефти или их смесей с асфальтами и экстрактами масляного производства. Строительные нефтяные битумы получают аналогичным способом, но в данном случае допускается их получение путем компаундирования окисленных и неокисленных вышеприведенных продуктов.

Упаковку готовой битумной продукции осуществляют при помощи четырехслойных бумажных мешков с внутренним покрытием, которая не способна прилипать к битуму. Хранение битума допускается под навесом с дощатым настилом. Битум необходимо оградить от контакта с посторонними предметами (земля, мусор и др.), так как загрязненный и засоренный битум запрещается использовать, и он приходит в негодность.

Эксплуатационные характеристики битумов могут подвергаться изменению путем применения наполнителей. Наполнитель – это такой материал, который при внесении его в состав изоляционного покрытия придает ему необходимую структурную и механическую прочности. Применение наполнителей крайне важно в случае формирования покрытия с помощью метода облива на машинах.

К минеральным наполнителям для битумных мастик относятся: асфальтовый известняк, асбест, доломит, тальк и доломинизированный известняк.

К требованиям, которые предъявляются к минеральным наполнителям, относятся следующие свойства:

- тонкодисперсность;
- низкая влагонасыщенность;
- устойчивость к воздействию агрессивных сред;
- гидрофобность;
- способность смачивать битумы.

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		45

Для производства битумно-полимерных мастик применяется полидиен, порошкообразный нестабилизированный полиэтилен, атактический полипропилен и резиновая крошка.

Также для применения битумных мастик в районах с суровым климатом используют пластификаторы. Пластификатор – вещество (зеленое и осевое масла), которое повышает степень пластичности изоляционного покрытия при отрицательной температуре воздуха.

Масло зеленое (ОСТ 38-01140-77) - продукт пиролиза нефтепродуктов.

Масла осевые (ГОСТ 610-72) - неочищенные смазочные масла, изготавливаются из продуктов прямой перегонки нефти.

В качестве растворителей для битумных и полимерных грунтовок используют бензины: автомобильный А-72 (ГОСТ 2084-77) и неэтилированный авиационный Б-70 (ГОСТ 1012-72*).

Для армирующих обмоток материала используют стеклохолст, который должен соответствовать всем показателям, которые устанавливаются согласно нормативно-технической документации.

Стеклохолст должен обладать не ворсистой, ровной поверхностью без складок и ровные края. На его поверхности недопустимо наличие жгутов. Стеклохолст не должен расслаиваться.

Для наружной обертки материалов применяются покрытия, которые способны обеспечить защиту от механических воздействий на изоляционное покрытие и гидрофобность [27].

2.3.2 Полимерные покрытия

Для защиты поверхности газо-нефтепроводов от воздействия коррозионных разрушений широко также находят свое применение полимеры (полиэтиленовые и поливинилхлоридные изоляционные липкие ленты, экструдированный и напыленный полиэтилен, эмали этиноля, эпоксидная порошковая краска). Полимерные покрытия разделяются по характеру условий нанесения на заводские, базовые и трассовые.

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		46

Изоляционные покрытия из полиэтилена обладают высокой стойкостью к агрессивности грунтов, морских растительных организмов, пресной и соленых вод, микроорганизмов, а также стойкостью к большому спектру химических воздействий и минеральных масел. Данные покрытия обладают повышенным электрическим сопротивлением.

Заводской способ нанесения порошковых полимеров возможно использовать для газо-нефтепроводов любых диаметров при температуре транспортируемого продукта не более: + 70⁰С для полиэтиленовых покрытий, + 80⁰С - для эпоксидных покрытий. Что касается полимерных изоляционных липких лент, их применение допускается на газо-нефтепроводах с номинальным диаметром, не превышающим 1420 мм при температуре транспортируемого продукта не более: + 60⁰С для полиэтиленовых липких лент, + 40⁰С для поливинилхлоридных липких лент.

Полимерные липкие ленты наносятся на битумно-клеевые или клеевые грунтовки.

ГОСТ Р 51164-98 определяет структуру защитного изоляционного покрытия с применением полимерных липких лент, которая состоит из грунтовочного покрытия металла газо-нефтепровода, одного слоя полимерной ленты и наружной обертки защитного покрытия. Также согласно данному нормативному документу полимерные липкие ленты должны соответствовать следующим требованиям: клеевой слой на пластике должен обладать сплошностью (наличие пропусков не допускается); на рулонах полимерной липкой ленты не должно быть оплавлений на торцах, ее витки при разворачивании должны четко обнаруживаться. Клей должен быть нанесен только на одну сторону полотна (переходы на граничный слой не допускаются). Рулоны полимерной липкой ленты при производстве наматывают на картонный сердечник с внутренним диаметром 75 ± 5 мм.

Производство поливинилхлоридной липкой ленты осуществляется согласно ТУ 6-19-19-103-78 путем сочетания поливинилхлоридного пластика с перхлорвиниловым клеевым слоем. Температурный диапазон применения данного типа лента на газо – нефтепроводах составляет от +40 °С до – 300 °С. Нанесение

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		47

данного вида покрытия на трубу допускается только при температуре не менее + 50 °С.

Поливинилхлоридная липкая лента производится из светотермостойкого пластика, на который нанесен клеевой слой не ниже 100 г/м² и с толщиной клея 100 ±25 мк. Высший сорт ленты не допускает наличие отверстий в пластике, но для первого сорта допустимы отверстия в пластике с дальнейшим его заклеиванием тем же составом пластика с покрытием границ отверстий не ниже чем на 3 см.

Лента данного типа при нормальной температуре от носится к безвредным и не взрывоопасным, но при продолжительном воздействии на нее повышенных температур (170 – 220 °С) существует опасность выделения хлористого водорода и тикрезилфосфата.

По классу пожаростойкости поливинилхлоридная лента относится к сгораемым материалам, ее температура воспламенения составляет 330 °С, а температура самовоспламенения 410 °С, к применяемым средствам пожаротушения относятся вода и пена.

2.3.3 Оберточные рулонные материалы

С целью защиты от механических воздействий в процессе прокладки газо-нефтепровода в скальных и каменистых грунтах, подводных переходах, на болотистой местности, под ж/д и а/д и при применении усиленного типа изоляционного покрытия из липких полимерных лент применяют защитные обертки, которые состоят из одного или двух слоев оберточного рулонного материала с обязательным применением горячей битумной мастики, клеевым слоем или иным надежным способом крепления концов рулонного материала. Оберточные материалы должны обладать устойчивостью к воздействию микроорганизмов.

Оберточный материал производится согласно требованиям ТУ IV-51-526-72 путем применения утилизации отходов, которые образуются при основном производстве (при производстве поливинилхлоридных лент) с использованием наполнителей.

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		48

Способ нанесения оберточного материала заключается в том, что его допускается наносить на газо-нефтепровод при температуре воздуха не более 10 °С (включительно) без вылеживания в теплом месте. Если при нанесении оберточного материала температура окружающей среды опускается на более низкие значения температур, то материал необходимо оставить в теплом месте не менее чем на 24 часа, после чего его вновь допускается применять. Упаковка материала производится в сплошные прочные ящики, и его транспортировка на железнодорожном или автотранспорте допускается только в вертикальном положении и в упакованном состоянии.

Полимерная лента, применяемая для защиты изоляционных покрытий газо-нефтепроводов (ТУ 102-123-78), является рулонным материалом, который производится на основе использования поливинилхлоридной смолы, наполнителей, пластификаторов и стабилизатора. Ленту допускается наносить на изоляцию при температуре окружающей среды не более 20 °С (включительно) без предварительного вылеживания в теплом месте. Если при нанесении полимерной ленты температура окружающей среды опускается на более низкие значения температур, то материал необходимо оставить в теплом месте не менее чем на 24 часа, после чего его вновь допускается применять.

Покрытия из экструдированного и напыленного полиэтилена.

Для производства полиэтиленовых изоляционных покрытий допускается применение порошкообразных и гранулированных полиэтиленов. Метод нанесения на трубопровод для этих типов полиэтиленов различен: для порошкообразного полиэтилена применяется метод напыления, а для гранулированного полиэтилена используется метод экструзии.

2.3.4 Эпоксидные покрытия

Самое широкое применение из всех термореактивных материалов для изоляции газо-нефтепроводов нашли именно эпоксидные покрытия.

В состав эпоксидной порошковой краски входят следующие элементы: эпоксидная смола, отвердитель, пигмент, ускоритель, тиксотропные и

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		49

поверхностно-активные добавки, а также различные наполнители. Для производства эпоксидных порошков применяют эпоксидные смолы, которые обладают температурой плавления в интервале от 95 °С до 110 °С. Роль отвердителя играет гидразин, дициандиамид или метилтетрагидрофталевый ангидрид. В качестве наполнителя используют, как правило, сульфат бария. К пигментам относятся окислы хрома, железа и титана.

Эпоксидные покрытия обладают высокой стойкостью к повышенным температурам, адгезионной прочностью, а также низким значением кислородопроницаемости. При их нанесении необязательно наносить слой грунтовки на поверхность трубопровода.

Порошковые эпоксидные краски при помощи пневматического метода напыления с использованием электростатического поля и без него.

2.3.5 Эмаль-этинолевое покрытие

Данный вид покрытия применяется для производства защитных изоляционных покрытий трубопроводов и различных емкостей. Эмаль-этиноль представлен в виде однородной массы, которая состоит из материала образующего пленку – лака этиноль, а также наполнителя, роль которого играет хризотилковый асбест.

В случае изоляции газо-нефтепроводов, которые проложены на участках с отсутствием явления блуждающих токов, допускается внесения в состав эмали этиноль литейного графита.

Значение плотности эмали при температуре окружающей среды 20 °С составляет от 1,65 до 1,75 г/см³.

Данное покрытие допускается наносить на поверхность трубы только в базовых условиях. Толщина покрытия для усиленного типа изоляции должна быть более 0,6 мм.

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		50

2.3.6 Стеклоэмалевые покрытия

Основными преимуществами стеклоэмалевых покрытий является устойчивость к воздействию агрессивных сред (почвенная коррозия, воздействие высоких температур и т.д.), высокая степень сопротивления к истиранию. Рекомендация по применению данного вида покрытия подразумевает его применение на «горячих» участках трубопроводов. Стеклоэмалевые покрытия со значением номинальной толщины слоя 0,5 – 0,6 мм разрешается применять на трубопроводах с температурой транспортируемого по нему продукта не более + 300 °С, при этом термическая стойкость стеклоэмалей находится в интервале температур от 220 °С до 290 °С.

Структура стеклоэмалевого покрытия заключается в наличии одного грунтового слоя и трех покровных слоев эмали.

Технология индукционного эмалирования труб:

Для удаления органических загрязнений с поверхности трубы производят ее обжиг в специальной печи при температуре от 400 °С до 650 °С, после чего осуществляют очистку от окалины и ржавчины на дробеструйных установках.

На подготовленную поверхность трубы наносится эмалевый шликер при помощи метода распыления или с применением шликерной ванны методом окунания.

После чего производят сушку и обжиг шликера на роторном станке индукционным способом. Значение толщины слоя эмали не должно превышать 150 мкм. Сушку покрытия осуществляют при температуре от 95 °С до 110 °С.

Температура, при которой производят обжиг, выбирается в зависимости от состава самой эмали. Каждый слой эмали после нанесения и обжига подвергается контролю качества покрытия [27].

2.4 Работы по вскрытию трубопровода

При капитальном ремонте газо – нефтепроводов по замене изоляции земляные работы выполняются согласно проектной документации, опираясь на следующие положения (рисунок 2.5.1):

- применение средств механизации с наибольшей рациональностью;
- подготовительные работы должны выполняться своевременно и обеспечивать наиболее эффективное выполнение земляных работ;
- вскрышные работы должны выполняться поточно и параллельно с подъемно-очистными работами;
- должны соблюдаться требования ТБ.

Перед началом проведения земляных работ необходимо отключить устройства ЭХЗ, линейной арматуры, контрольно-измерительных колонок и т.д., определить точное место пересечения, действующего газо – нефтепровода с различными коммуникациями. Вскрышные работы в данных пересечениях необходимо производить только после полного согласования с эксплуатирующей их организацией и получения письменного согласования. Письменное согласование должно содержать в себе план, в котором должны быть указаны трасса и глубины залегания коммуникаций. Разработка грунта вблизи коммуникаций необходимо выполнять только вручную. В случае, если при выполнении вскрышных работ будут обнаружены не указанные в плане подземные коммуникации, необходимо сообщить об этом заинтересованные организации и потребовать явку их представителей. Своевременно необходимо принять меры по защите вновь обнаруженных коммуникаций и сооружений от повреждений [24].

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		52

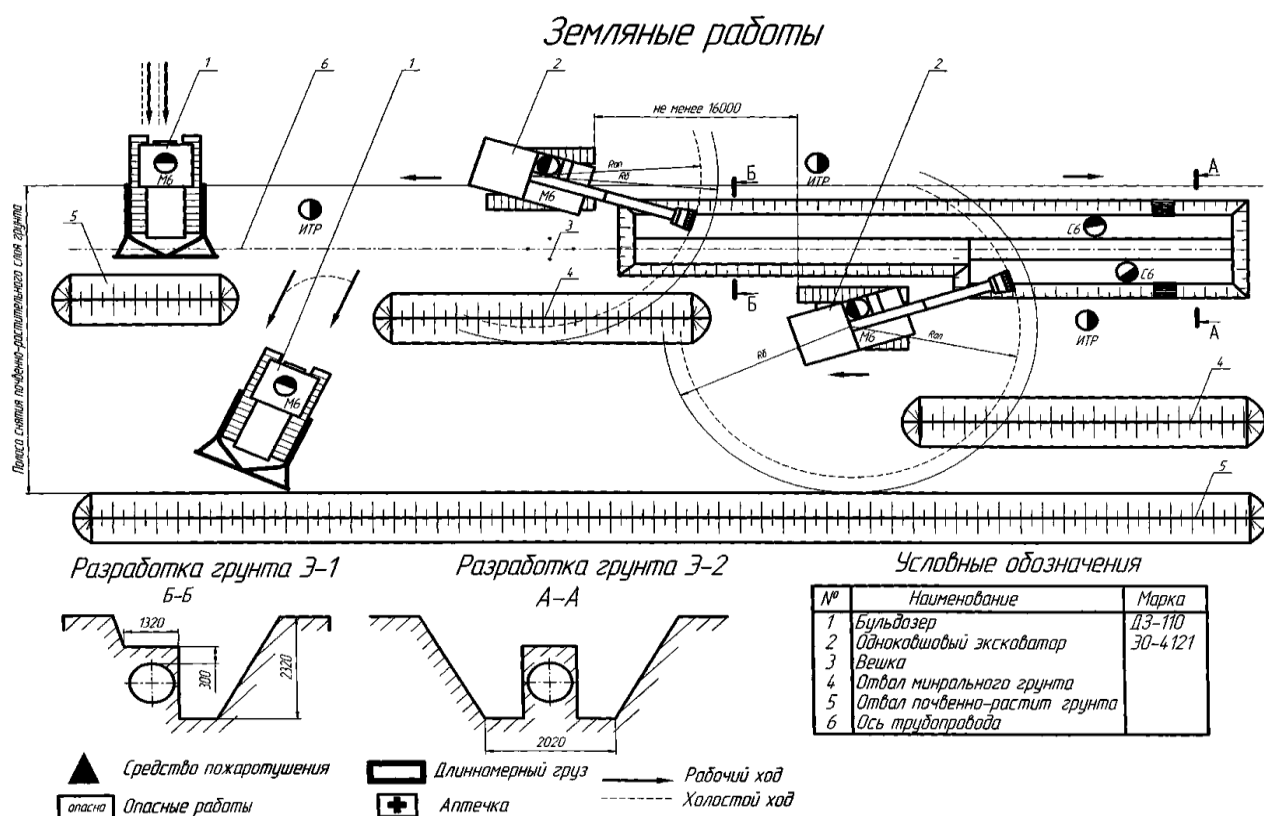


Рисунок 2.5.1 – Схема производства земляных работ.

Засыпка траншеи в местах пересечения с подземными коммуникациями производится тонкими слоями (менее 0,1 м) с их трамбовкой.

Проведение земляных работ в случае пересечения с действующими электрическими кабелями и в радиусе 1,5 от них осуществляется в непосредственном присутствии инженерно-технического персонала, которые являются ответственными за ремонтно-строительные работы, и представителя от эксплуатирующей организации. Вскрытие газо – нефтепровода необходимо начинать только после уточнения его местоположения и фиксации сигнальными вешками.

В случае, если вскрытие трубопровода выполняется при наличии в непосредственной близости параллельной нитки действующего трубопровода до начала работ необходимо осуществить специальный инструктаж по ТБ всему рабочему персоналу, который привлекается к выполнению работ, а также ограничить передвижение ремонтно-строительной техники и механизмов по обваловке действующего газо – нефтепровода.

Для переезда техники через действующий трубопровод сооружают специальные переезды.

Земляные работы проводят механизированным способом. Плодородный слой убирается при помощи бульдозера во временный отвал.

Траншею необходимо разработать с привлечением двух экскаваторов на 1 метр ниже нижней образующей трубопровода. Первый экскаватор разрабатывает слой грунта над газо – нефтепроводом и грунт с одной стороны трубопровода согласно заданной глубине и осуществляет укладку грунта во временный отвал. Второй экскаватор производит разработку грунта со второй стороны и осуществляет укладку грунта во временный отвал. Для безопасного ведения работ необходимо выдерживать расстояние между экскаваторами более 14 метров. Грунт необходимо укладывать более чем 0,5 метров от края разрабатываемой траншеи. Для предотвращения повреждения трубопровода ковшом экскаватора запрещается приближать его рабочий орган на расстояние менее 0,2 метра до тела трубы.

В большинстве случаев, разработка траншеи ведется механизированным способом с применением специальной техники (одноковшового, роторного, цепного экскаватора).

Для того, чтобы избежать обвалов траншеи необходимо соблюдать необходимое расстояние движения строительной техники вблизи бровки траншеи, которое определяется согласно призмы обрушения грунта.

План ремонтных работ учитывает сроки проведения рытья траншеи, которые обеспечивают наиболее короткий период времени между их раскопкой и засыпкой.

Котлован должен быть оборудован двумя выходами в виде пологих откосов, расположенными на противоположных сторонах.

Применение тех или иных методов разработки газо – нефтепровода при выполнении ремонтно – строительных работ обуславливается принятой технологией по ремонту газо – нефтепровода. При этом основным требованием

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		54

к габаритам траншеи относится обеспечение возможности беспрепятственного выполнения отдельных видов операций.

Разработка траншеи с вертикальными откосами без закрепления в грунте и при отсутствии грунтовых вод производится на глубину менее 1 метра в песчаных, гравелистых и насыпных грунтах; менее 1,25 метра в супесях; менее 1,5 метра в глинах и суглинках; менее 2 метров в нескальных особо плотных грунтах.

В случае выемки на глубину более 5 метров крутизна откоса определяются согласно расчету.

Применение вскрышных экскаваторов относится к наиболее технологичным методам разработки траншеи. Однако применение данного вида техники сильно ограничено в трассовых условиях в связи с условиями грунта, различными препятствиями по трассе трубопровода и т.п. Поэтому повсеместное распространение получили именно одноковшовые экскаваторы.

Вскрышные работы при ремонте газо – нефтепровода производятся двумя способами:

- вскрытие трубопровода при помощи вскрышного экскаватора с двух сторон до нижней образующей трубы;
- вскрытие трубопровода при помощи одноковшового экскаватора с двух сторон до нижней образующей трубы.

Ширина траншеи при механизированном методе разработке равняется ширине рабочего органа экскаватора.

Далее необходимо произвести расстановку трубоукладчиков с троллейными подвесками и согласно с техническими параметрами ремонтной колонны для монтажа очистной и изоляционной машины [22].

2.5 Очистка поверхности газо – нефтепровода от дефектной изоляции

При капитальном ремонте газо – нефтепровода с заменой изоляции его очистка производится очистной машиной ОМ-1422

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		55

Очистка наружной поверхности трубопровода заключается в удалении с нее земли, дефектного изоляционного покрытия, а также продуктов коррозии.

Для обеспечения целостности трубопровода до начала очистки и во время нее следует внимательно осматривать трубопровод, делать видимые отметки стыков, латок, хомутов и других препятствий на теле трубы.

Необходимо осуществлять очистку ручным методом в зоне вантузов, хомутов и заплат. Не разрешается образование царапин, сколов, рисков основного металла, а также сварных швов. При наличии на теле трубы острых выступов, задигов, брызг металла и шлаковых отложений их необходимо обработать и зачистить.

Поверхность подверженная очистке не должна содержать ржавчины, масла и влаги.

Степень очистки трубопровода должна отвечать всем требованиям для нанесения применяемого вида защитного покрытия.

Строго запрещается осуществлять работы по очистке поверхности трубопровода во время тумана, дождя или снега [23].

2.6 Осушка наружной поверхности газо – нефтепровода

Нанесение изоляционного покрытия на сухую поверхность является главным условием, которое обеспечивает качество нанесения.

Производство очистных и изоляционных работ в зимний период осложняется образованием влаги и морозной наледи на наружной поверхности газо – нефтепровода, которые оказывают большие трудности при очистке поверхности трубопровода и нанесению на него грунтового покрытия. Влага, скапливающаяся на поверхности трубопровода, образует пленку, не давая изоляции плотно приклеиться на трубопровод, поэтому изоляционное покрытие не образует надежного контакт с телом трубы и быстро отстает от него, а также возможно образование пустот между изоляцией и трубопроводом. Применение очистных машин, так же не решает данную проблему, так как они не способны на 100 % очистить мокрую поверхность.

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		56

Производить очистные и изоляционные работы на влажных и обледененных газо – нефтепроводах строго запрещается без применения сушки и подогрева. Для осуществления сушки трубопровода необходимо произвести его нагрев до температуры более 15 °С при помощи сушильных установок. Тепло, выделяемое данной установкой, используется для удаления наледи, испарения воды и обогрева трубопровода до необходимой температуры.

Машинист определяет и устанавливает режим работы установки для сушки, а также необходимое время остановки при рабочих горелках согласно условиям проведения работ (состояние наружной поверхности трубопровода, климатические условия, объем наледи и снега). Наличие ветра влияет на интенсивность охлаждения нагретого газо – нефтепровода, поэтому скорость изменения температуры поверхности трубопровода изменяется при условии какое направление имеет ветер по отношению к трубопроводу (перпендикулярно или вдоль его оси).

Более широкое распространение имеют сушильные установки, работающие на дизельном топливе, которое сжигается в жидком состоянии. Однако существуют установки типа СТ-321, работающие на керосине, который предварительно преобразуется в пар в специальном испарителе и в дальнейшем сжигается в виде пара.

В установках, сжигаемых диз.топливо, осуществляется его подача в горелку с механическим типом распыления под давлением (или самотечно). После чего топливо распыляется в скоростном потоке благодаря принудительной подаче воздуха в горелку, перемешивается с ним и происходит сгорание данной смеси в пространстве между корпусом печи и телом газо – нефтепровода. Пламя осуществляет круговые движения вокруг оси трубопровода благодаря нагнетаемому под напором воздуха, нагревает поверхность трубы и сушит ее. Продукты сгорания выводятся из рабочего пространства через открытые торцы установки в атмосферу. Температура выпускаемого горелкой пламени (1050°С) изменяется с увеличением расстояния от нее и после завершения одного кольцевого витка вокруг трубопровода составляет уже 800 °С.

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		57

Применение совмещенного способа изоляционно-укладочных работ в осенне-зимний период в значительной степени зависит от скорости продвижения по трубопроводу сушильной установки, которая двигается в начале колонны, а точнее от ее технических характеристик. Для того, чтобы обеспечить высокий темп продвижения изоляционно-укладочной колонны круглогодично и невзирая на условия окружающей среды, были разработаны унифицированные установки осушки трубопровода, теплопроизводительность которых достигает 4 млн.ккал/ч.

Сушильные установки данного типа оснащаются автономными, унифицированными агрегатами питания, упрощая их эксплуатацию. Так же данные установки оборудуются второй печью, что дает возможность увеличения или уменьшения теплопроизводительности в 2 раза на поверхности газо – нефтепровода.

Установка печей производится последовательно на газо – нефтепровод. Соединение печей осуществляется при помощи шарнирного сочленения.

Горелка на печи имеет механический метод распыления пламени и устанавливается по ходу движения ремонтной колонны по правой стороне печи.

Печь сушильной установки первая по ходу движения комплектуется скребком для удаления грунта, снега и наледи с наружной поверхности газо – нефтепровода. Печь монтируется на трубопровод при помощи промежуточной рамы с троллейной подвески, устанавливаемой на крюк первого по ходу движения колонны трубоукладчика. Трубоукладчик также буксирует питающий сушильную установку агрегат.

Для установки оптимального режима работы печи необходимо достигнуть угла наклона горелки относительно газо – нефтепровода равным 43° , а также откорректировать объем подачи топлива в камеру сгорания.

Контроль за режимом работы осушительной печи производится через открытые ее торцы. После осуществления осушки металла трубопровода на его поверхности не должно быть проявлений копоти. Оптимальный режим работы

установки предусматривает прохождением пламенем, не выходящим за пределы установки, полного оборота вокруг оси газо – нефтепровода.

Расстояние между сушильной установкой и очистной машиной должно быть не больше 6 м, чтобы обеспечить наиболее оптимальную работу очистной машины на сухой поверхности газо – нефтепровода.

Обогрев и осушка наружной поверхности газо - нефтепровода производится, как правило, во время остановок печей на месте. В связи с этим, машинист трубоукладчика должен контролировать продолжительность стоянки печи при работающих горелках. Остановки сушильной установки не должны превышать 1,5 – 2 мин. В случае остановки колонны более чем на 2 мин происходит чрезмерное нагревание трубопровода. В такой ситуации незамедлительно необходимо перекрыть топливные вентили и погасить работающие горелки [23].

2.7 Технология нанесения изоляционного покрытия

После окончания операций по осушке и очистке трубопроводов производят нанесение изоляции. Работы по нанесению изоляционного покрытия наносят на газо – нефтепровод значительной длины в трассовых условиях.

Перед началом производства работ по нанесению изоляции необходимо покрыть всю поверхность трубопровода слоем грунтовки. Грунтовка наносится либо вручную рабочими до начала работы изоляционной машины или механизированным способом при помощи специальных машин.

Технология нанесения изоляционного покрытия, а в частности полимерных лент, разделяется на два вида:

- нанесение покрытия на сухой праймер;
- нанесение покрытия на влажный праймер.

При производстве работ первым методом необходимо обеспечить полное высыхание грунтовки, что подразумевает применение отдельного способа нанесения грунтовки и изоляционного покрытия. В случае применения второго метода возможно применение совместного метода нанесения грунтовки и

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		59

изоляционного покрытия. При применении обоих методов грунтовка должна быть нанесена равномерным слоем без наличия пропусков и сгустков.

При применении отечественных полимерных изоляционных лент необходимо соблюдения слоя грунтовки толщиной 0,1 – 0,2 мм по всему защищаемому объекту. Любые отклонения от этой нормы ведут к нарушению технологического процесса нанесения изоляционных материалов, так при малой толщине не будет образовываться необходимая сплошность грунтового слоя, что сказывается на высокой скорости испарения растворителя и снижение защитных параметров грунтовки. Следовательно, уменьшается интервал времени между процессами испарения грунтовки и окончания нанесения изоляционного покрытия, что сказывается на уменьшении степени прилипаемости. В случае нанесения слоя грунтовки с толщиной, превышающей необходимые показатели, время высыхания грунтового покрытия наоборот увеличивается, что также ухудшает степень прилипаемости изоляции и существует вероятность образования пузырей из-за испарения грунтовки под изоляционным покрытием.

Если после очистки трубопровода на его поверхности остаются продукты коррозионного разрушения, то проникновение грунтовки к поверхности трубопровода ухудшается и существует вероятность не заполнения ею микронеровностей поверхности трубопровода, то есть грунтовка будет не способна выполнять свои функции по назначению, соответственно отражая это на качестве нанесения изоляции.

Транспортировка грунтового покрытия осуществляется в смесителе типа ГС при помощи буксировки первым по ходу движения ремонтной колонны трубоукладчика и подача грунтовки осуществляется периодически по мере надобности в бак грунтовочной машины. Импортные грунтовки поставляются в герметичных бочках. Грунтовка является взрыво-пожароопасным веществом, поэтому необходимо строгое соблюдение мер безопасности при ее применении, а также контролировать использование грунтовки только по ее непосредственному назначению. В случае остановки изоляционной машины необходимо закрывать кран подачи грунтовки и в дальнейшем слить остатки в

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		60

закрытую герметичную бочку, а грунтовочную машину (особенно систему подачи) полностью промыть от остатков грунтовки.

Необходимо иметь в виду, что максимальное сцепление изоляционного покрытия с грунтовкой наступает только лишь через некоторое время после нанесения изоляции.

Для импортных грунтовок температура нанесения должна составлять 283 – 303 К. По этой причине при проведении работ в зимний период грунтовку импортного производства необходимо нагревать.

Контроль толщины слоя грунтовки производят магнитными толщиномерами типа ИТП-1. Принцип действия данного прибора заключается в изменении силы, возникающей при притяжении магнита к трубопроводу и зависит от значения толщины слоя нанесенной немагнитной грунтовки.

Процесс контроля толщины слоя грунтовки осуществляется следующим образом: ИТП-1 устанавливают на обработанную грунтовкой поверхность трубопровода и производят вращение гайки, растягивая пружину, которая связана с магнитом и выдвигает стержень с контрольной шкалой. Далее производят определение толщины слоя грунтовки, согласно градуированной кривой, входящая в состав комплектности прибора.

После того, как грунтовка наносится на поверхность трубопровода изоляционной машиной, производят нанесение изоляционного покрытия. При этом необходимо сохранять высокое качество нанесения изоляционного покрытия по всей наружной поверхности газо – нефтепровода, а именно не должны образовываться карманы, гофры, морщины и пузыри.

Перед началом работы изоляционной машины ее необходимо отцентрировать на газо – нефтепроводе, а также выполнить проверку центровки следующим образом:

- каждый рулон изоляционной ленты устанавливается без вмятин, складок и регулируется тормозной шпуль с углом его наклона для предотвращения образования гофр;
- регулируется ширина нахлеста путем подбора сменных звездочек;

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		61

- регулируется скорость подачи грунтовочного материала, а также натяжение полотенца.

При равном показателе расстояния между передней и задней осями, в случае если на одной из осей колеса имеют смещения равные 15 – 30 мм, то угол горизонтального перекоса составит 2 – 3 °. Возможен случай, когда установка колес выполнена правильно, но расстояние между колесами передней и задней осей не одинаковы. Данное увеличение интервала между осями приводит к изменению вертикального угла наклона на 1° в связи с опусканием ходовых колес. При наличии перекоса изоляционной машины изменяется угол наклона тормозной шпули по отношению к оси газо – нефтепровода из-за чего страдает качество нанесения рулонного материала.

В случае производства работ с четырьмя рулонами материала под действием силы тяжести материала и силы его натяжения существует опасность опрокидывания машины из-за ее наклона по направлению к шпулям. Для предотвращения этого в ванну машины устанавливается груз массой более 1 т, который уравнивает возникающую нагрузку.

После установки изоляционной машины на газо – нефтепровод проверяют и устанавливают расстояние между поверхностью трубопровода и внутренним диаметром отверстия задней рамы при помощи регулировки ходовых колес изоляционной машины. После чего осуществляется фиксация установки на газо – нефтепровод согласно существующей инструкции.

Следующим этапом нужно отрегулировать прижимной механизм при помощи установки роликов до уровня соприкосновения их с трубопроводом.

Установка угла наклона шпуль является главным условием предотвращения процесса образования гофр при нанесении изоляционного покрытия. В современных изоляционных установках крепление рулонов на оси шпуль осуществляется ребристыми конусами, проникающими внутрь картонной втулки. Подвижные и неподвижные конусы путем свертывания разжимной гайки и гайки для подачи конусов закрепляются в центральную втулку самого рулона.

Если затяжка разрезной втулки оказывается недостаточной, то может возникнуть срыв рулона с конусов, что приведет к очень малой силы натяжения материала из-за недееспособности тормозных шпуль. Угол наклона шпуль по отношению к оси газо – нефтепровода определяется согласно диаметра самого трубопровода, количества шпуль и оси рулона. Выбранный угол должен обеспечивать одинаковое натяжение не только изоляционной ленты, но и оберточного материала со всех сторон. Проверка угла наклона осуществляется путем пробных запусков изоляционной машины и, если необходимо производят повторную регулировку.

Шпули на изоляционной машине поворачиваются при помощи винтов. В случае снятия и повторной установке изоляционной машины с газо – нефтепровода может возникнуть нарушение регулировки шпудей из-за возможных ударов после чего необходимо произвести повторную регулировку путем поворота винтов.

Стоит избегать случаев чрезмерного натяжения изоляционных материалов, так как это может привести к появлению гофр с наклонами различной направленности. Если чрезмерное натяжение материала все-таки произошло, то необходимо ослабить тормоз на шпули:

- при образовании гофр с левым направлением необходимо уменьшить угол наклона шпули;
- при образовании гофр с правым направлением необходимо увеличить угол наклона шпули.

В процессе работы изоляционной машины следует учитывать то, что оберточные материалы и изоляционные ленты имеют различные физики-механические параметры (толщиной, шириной, удлинением разрыва).

Уменьшение толщины или ширины полимерной ленты должно быть не больше 10 %. Усилие натяжения материала в большей степени зависит температуры самой ленты, а также условий окружающей среды. При проведении работ в зимний период усилие натяжения отрыва ленты значительно

увеличивается. При большом значении натяжения возможен разрыв изоляционного материала.

Полимерная лента и оберточный материал должны быть целыми и не иметь никаких отверстий. При обнаружении отверстий необходимо произвести их заклейку при помощи этого же материала. В случае заклеивании отверстий в изоляционном материале стоит иметь в виду, что сила натяжения материала в зоне склейки может увеличиваться в три раза.

Изменение скорости передвижения изоляционной машины является также наиболее важным фактором. Скорость продвижения машины как правило зависит от того, с какой скоростью разматывается рулонный материал и от сложности профиля местности. Выбор скорости изоляционной машины должен сочетать в себе не только высокую производительность работ, но и качество нанесения изоляционного покрытия. В большинстве случаев работа машины осуществляется на второй скорости. Увеличение скорости сказывается на повышении давления материала на газо – нефтепровод и уменьшает толщину грунтового слоя, а также возможно его повреждение.

Для того, чтобы изменить ширину нахлеста изоляционного материала необходимо проводить повторную регулировку изоляционной машины. Сам нахлест обеспечивает герметичность соединений между слоями изоляции. Стоит учесть, что нахлест воспринимает деформационные нагрузки покрытия из-за воздействия на него множества факторов, поэтому он является наиболее уязвимым местом для проникновения агрессивных сред к поверхности газо – нефтепровода.

Стоит заметить, что полимерные ленты и оберточные материалы отечественного и импортного производства обладают различной площадью защиты трубопровода на один рулон. Так у отечественных лент она составляет до 40 м² (длина материала в рулоне - 100 м), у импортных до 100 м² (длина рулона 250 м). Поэтому необходимо производить выбор изоляционного материала одного производителя для обеспечения минимального количества остановок изоляционной машины по замене рулонов.

Другим наиболее важным параметром изоляционных материалов является допуск по ширине. Так, при использовании рулонов полимерных лент и оберточных материалов разной ширины усложняют регулировку шпуль, и обмоточная головка изоляционной машины осуществляет биение, что пагубно влияет на усилие натяжения изоляции.

Для того, чтобы избежать влияния данного фактора и оставить неизменным нахлест материала, необходимо проводить предварительный отбор рулонов ленты и защитного материала с одинаковыми показателями ширины и массы.

Все изоляционные установки разрабатываются так, чтобы они могли осуществлять работу на газо – нефтепроводах нескольких диаметров. Поэтому в случае изменения диаметра трубопровода необходимо изменить не только угол наклона шпули, но и скорость перемещения изоляционной машины. Пренебрежение данной настройки приводит к изменению угла наклона трубопровода и изоляционного материала, что влияет на величину нахлеста, которая станет переменной по диаметру газо – нефтепровода, и начнут образовываться гофры.

В случае если в процессе работы начали появляться гофры, то машинисту необходимо остановить изоляционную машину, выяснить причину их образования, вернуться на участок с качественным нанесением изоляции, а поврежденный участок изоляции убрать и обрезать.

При проведении изоляционных работ нанесение полимерной ленты и защитной обертки нужно производить параллельно. Чтобы избежать возможности образования вздутий после прохода изоляционной машины нужно в кратчайшие сроки производить засыпку трубопровода грунтом. При образовании пузырей на поверхности изоляционного покрытия категорически запрещается производить их прокол. При засыпке траншеи необходимо обеспечить отсутствие посторонних предметов, которые могут повредить изоляцию, а в случае работы на щебенистых, скальных, суглинистых и глинистых грунтах произвести подсыпку мягкого грунта толщиной 0,2 м. После

укладки газо – нефтепровода также следует произвести его засыпку по верхней образующей этим же грунтом соответствующим слоем.

После полной настройки и установки изоляционных материалов на машину производится пробная изоляция трубопровода на длину 2-3м и в последующем проверяют качество нанесения изоляционного покрытия. Если качество нанесения удовлетворяет всем требованиям руководитель за проведение работ разрешает продолжение изоляционно-укладочных работ.

В процессе изоляционных работ работники, ответственные за контроль качества нанесения изоляции, регулярно производят замер толщины слоя грунтовки, ширину нахлеста, определяют и помечают участки с поврежденной изоляцией. В случае ремонта изоляционного покрытия и изоляции сложных по конфигурации участков допускается нанесение полимерных лент и оберточного материала ручным методом. При этом ширина рулонного материала не должна превышать 0,25 м.

Все дефекты изоляции необходимо устранять непосредственно после их обнаружения. Дефектный участок изоляционного покрытия необходимо убрать оберточный материал и полимерную ленту и при помощи острого ножа выровнять края изоляции. Поверхность, требующую ремонта, необходимо тщательно очистить и обезжирить бензином марки Б-70 или циклогексаном. После чего наноситься слой грунтовки и после ее высыхания полимерную ленту, приглаживая ее до надежного контакта с трубопроводом рукой. Ремонтная заплатка должна закрывать дефект более чем на 0,15 м.

Протяженные по длине дефекты изоляции, находящиеся на сложном по конфигурации участке, следует ремонтировать при помощи полимерной ленты спирально с величиной нахлеста равным 15 см, а на смежных витках равный 3 – 5 см. До нанесения оберточного материала необходимо произвести контроль сплошности нанесенной изоляции при помощи дефектоскопа.

Необходимо применять марку полимерных лент, которые соответствуют проектной документации, так как различные марки лент обладают разными характеристиками.

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		66

Перед тем, как установить полимерную ленту на изоляционную машину, необходимо осуществить проверку торцов рулона для исключения заводского брака при намотке ленты на втулку (телескопические сдвиги, мятые втулки).

Температурные условия должны соблюдаться на протяжении всего технологического процесса.

Необходимые свойства изоляционного материала придаются путем внедрения в изоляционную ленту пластификаторов. Полимерные ленты, изготавливающиеся для применения в суровых условиях окружающей среды, содержат в своем составе морозостойкие пластификаторы. В лентах с полиэтиленовой основой не содержат пластификаторов и это сказывается на повышении их жесткости при отрицательных температурах и затрудняет проведение работ по нанесению их в зимний период.

Импортные ленты на основе поливинилхлорида обладают значительно меньшей зависимостью жесткости от понижения температуры, так как поливинилхлорид – это многокомпонентное вещество и при понижении температуры окружающей среды лента остается в большей степени эластичнее в связи с наличием в ее составе пластификатора.

Беспрепятственное нанесение обоих видов лент осуществляется при температуре равной 288 – 298 К. Если температура окружающего воздуха достигает отрицательных показателей, то усилие отрыва полимерной ленты увеличивается вдвое и требует повышенных мощностей от изоляционной машины.

Не допускается переход клея на другую сторону полимерной ленты. Один из главных свойств, которое необходимо достигать при производстве, является способность клеевого слоя надежно фиксироваться на защищаемой поверхности и не в каких количествах не переходить на смежную сторону ленты в рулоне. Поэтому необходимо тщательно следить за рецептурой и технологией изготовления полимерной ленте на заводе-изготовителе для того, чтобы не допустить перехода клеевого слоя на другую сторону.

Однако переход клеевого слоя на другую сторону возможен и при нарушении технологии изоляции в трассовых условиях. Это происходит если сильно увеличить или уменьшить скорость наматывания ленты на трубопровод и не соблюсти необходимую температуру материала при изоляционных работах.

Особое внимание стоит уделить полной прилипаемости нахлеста. Чрезмерное увеличение нахлеста является не приемлимым в виду нецелесообразного расхода материала. Напряжение клеевого слоя распределяется неравномерно в зоне нахлеста. Ширина нахлеста оказывает значительное влияние на прочность клеевого слоя. В случае одинакового значения ширины склеиваемых полос прочность контакта определяется степенью прилипаемости наиболее нагруженных краев полимерной ленты по торцу. Если степень прилипаемости между слоями ленты и трубопроводом слишком мало или вовсе отсутствует, то следует незамедлительно остановить ремонтную колонну и осуществить регулировку изоляционной машины.

Проведение работ по переизоляции ручным способом относиться к очень трудоемким процессам, а также не может обеспечить оптимальный уровень натяжения полимерной ленты на трубопровод, что приводит к образованию дефектов в виде гофр и складок.

Переизоляция сварных стыков производят с применением ленточных покрытий, в состав которых входят грунтовка, двойной слой изоляционной ленты, а так же слой защитной обертки.

Защитную обертку полимерных лент, которая защищает клеевой слой ленты до ее нанесения, удаляют в процессе ее непосредственной намотки на газо – нефтепровод ручным способом.

После окончания переизоляции сварного стыка газо – нефтепровода требуется в течение рабочей смены присыпать его или произвести полную засыпку траншеи грунтом для того, чтобы предотвратить образования на изоляционном покрытии вздутий [22].

2.8 Укладочные работы

Глубины заложения газо – нефтепроводов определяются согласно проекту.

Перед тем, как произвести укладку (засыпку) газо – нефтепровода необходимо тщательно обследовать дно траншеи, все неровности ландшафта должны быть устранены.

В случае пересечения трассы магистрального трубопровода с искусственными или естественными преградами, глубину заложения следует увеличить в соответствии с видом преграды, типа грунта, а также конструктивными решениями.

Геометрические параметры траншеи выбираются согласно с требованиями СП 36.13330.2012 и СП 86.13330.2014.

Повороты газо – нефтепровода относительно вертикальной и горизонтальной плоскости обеспечиваются при помощи:

- применения естественного изгиба трубопровода в пределах его упругой деформации;
- использования кривых вставок, изготовленных из отводов путем холодного гнутья в трассовых условиях согласно с требованиями ГОСТ 24950-81;
- установки отводов, изготовленных в заводских условиях.

Трубоукладчики должны производить подъем газо – нефтепровода на величину, не превышающей радиус упругого изгиба ($R > 1000 \cdot D_{тр}$). Размещаться трубоукладчики должны не ближе чем 2 м от бровки траншеи.

Не допускается проведение работ при помощи трубоукладчиков резкими рывками, а также должен отсутствовать непосредственный контакт трубопровода со стенками траншеи и удары его об дно.

Для слаженной и безопасной работы трубоукладчика необходимо привлекать к работам сигнальщика.

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		69

Необходимо проводить тщательный контроль за целостностью изоляционного покрытия в процессе укладочных работ. В случае, если повреждение изоляции все-таки произошло, то его необходимо устранить.

2.9 Балластировка газо-нефтепровода

При проведении работ на болотах или на обводненных участках требуется балластировка газо – нефтепровода, чтобы избежать его всплытие.

Для магистрального газопровода диаметром 1020 мм применяются железобетонные усилители типа УБО-М-1020 (вес-3378 кг, объем 1,47 м³). Под утяжелители необходимо произвести укладку футеровочных матов МФ-1020 согласно с требованиями ТУ 51-3132394988-2002.

Для магистрального нефтепровода диаметром 1220 мм применяются тканевые балластирующие устройства типа ПКБУ-1220.

2.10 Контроль качества ремонтных работ и материалов

2.10.1 Контроль качества изоляционных работ

Контроль качества изоляции на газо – нефтепроводах при проведении капитального ремонта следует проводить на всех этапах: при хранении, при подготовке материалов, при нанесении изоляции и при укладке.

Основные причины нарушения целостности изоляции на газо – нефтепровода:

- в процессе подготовки материала: нарушение дозировки компонентов, выбор неправильного режима котла для разогрева, слабый уровень размешивания битума в процессе приготовления грунтовки;

- в процессе нанесения мастики и грунтовки: чрезмерное загустевание грунтовки, образование вздутий и пузырей на газо – нефтепроводе, некачественная очистка трубопровода, некачественное нанесение грунтовки и мастики, остывание мастики, не корректная работа изоляционной машины;

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		70

- в процессе нанесения изоляционных (полимерных) лент: наличие отверстий в материале, несплошность клеевого слоя, неравномерная толщина ленты в рулоне, несоблюдение температурного режима при нанесении полимерной ленты, некачественная очистка наружной поверхности трубопровода.

- в процессе укладки газо – нефтепровода: несоблюдение технологии укладки, применение стальных тросов для захвата трубопровода, недопустимый контакт трубопровода со стенками траншеи, отсутствие подготовки дна траншеи.

При проведении капитального ремонта по замене изоляции магистральных трубопроводов применяется пооперационный контроль качества изоляции.

Контроль сплошности изоляционного покрытия осуществляют искровыми дефектоскопами ДИ-64. Прибор позволяет производить контроль изоляционного покрытия с толщиной до 9 мм и при сухой поверхности при температуре окружающей среды в интервале 25-35°C.

Сплошность изоляционного покрытия контролируется в зависимости от условий проведения работ:

- на поверхности земли или в траншее – мягким щупом;
- при непрерывном спуске – Т-образным.

Напряжение на щупе устанавливают равным: 4 кВ на 1 мм толщины изоляционного покрытия, 6 кВ на 1 мм толщины битумных покрытий.

Проверку сплошности изоляции осуществляет оператор изоляционной машины до начала проведения работ, а также в процессе остановки ремонтной колонны. При обнаружении дефектов и брака на изоляции оператор должен немедленно остановить машину и определить причины их образования, отрегулировать рабочие органы изоляционной машины и произвести ремонт дефектной изоляции. Проверка качества изоляции при остановке ремонтной колонны при помощи дефектоскопа осуществляется на расстоянии более 10 м, начиная проверку с нижней образующей трубопровода.

Контроль толщины битумной изоляции проводят толщиномерами (ИТ-60 или МТ-57) в четырех контрольных точках сечения газо – нефтепровода.

Контроль степени прилипаемости производят адгезиметрами и должна составлять более 5 кгс/см². В случае, если адгезиметр отсутствует, проверку проводят подручным методом: необходимо острым ножом подрезать изоляционное покрытие до металла по двум линиям, которые должны сходиться под углом 40-60°. После чего при помощи кончика ножа производится отрыв изоляции от металла трубопровода. При оптимальной степени прилипаемости изоляция не должна отходить от металла трубы. При нанесении изоляции в заводских условиях контроль сплошности составляет 2 % трубопровода, а при нанесении в трассовых условиях производят через каждые 500 м и в отдельных местах, которые вызывают сомнение.

2.10.2 Контроль качества изоляционных материалов

Все изоляционные материалы, которые используются для капитального ремонта по замене изоляции, должны быть с техническими паспортами. Контроль соответствия требованиям техническим условиям и действующим стандартам изоляционных материалов производят согласно техническим паспортам. В случае, если технический паспорт отсутствует, то изоляционный материал следует передать на испытания в лабораторию строительно-монтажной организации и только после получения письменного заключения соответствия всем требованиям начинать использование данного изоляционного материала.

Необходимо регулярно проводить проверку условий хранения и транспортировки изоляции. Все изоляционные материалы следует хранить в закрытых складах, которые должны быть оборудованы противопожарными щитами с полным набором необходимого инвентаря.

Изоляционные материалы необходимо транспортировать при помощи специального транспорта, который может обеспечить сохранение всех характеристик материалов.

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		72

Рулонные материалы подлежат растариванию только при непосредственной подготовки к применению на месте проведения работ.

Полимерные ленты подлежат проверке на:

- отсутствие телескопических сдвигов в рулоне;
- способность свободной размотки при паспортной температуре нанесения;
- отсутствие перешедшего клеевого слоя на смежную сторону ленты.

Дефектные полимерные ленты подлежат отбраковке и используются при ремонте дефектных участков.

Армирующие и оберточные материалы подлежат проверке на:

- способность свободной размотки при паспортной температуре нанесения;
- ровность торцов;
- плотность намотки материала в рулоне.

2.10.3 Контроль качества при нанесении защитных покрытий.

Контроль качества защитного покрытия производят после нанесения, укладки и засыпки.

После завершения процесса нанесения покрытия производится контроль параметров, указанных в таблице 2.11.1.

Таблица 2.11.1 – Параметры после нанесения защитного покрытия

Наименование показателя	Периодичность контроля	Метод контроля	Норма
Сплошность	Вся поверхность	ДИ-74 Крона – 1М	5 кВ на 1мм толщины защитного покрытия
Общая толщина в четырех контрольных точках по сечению трубопровода	Более одного замера через каждые 100 м или в местах, которые вызывают сомнения	Толщинометр ИТДП	более 4 мм
Адгезия	Через каждые 500 м или в местах,	Адгезиметр СМ-1	более 0,1 МПа/м ² при 293 К (20 °С);

	которые вызывают сомнения		более 0,2 МПа/м ² (минус 15°С);
Ширина нахлеста	После регулировки изолировочной машины	Измерительный прибор с точностью измерения до 1 мм	Однослойное нанесение: более 3 см Двухслойное нанесение: 50%+ см

После укладки трубопровода и его засыпки производится контроль защитного покрытия на сплошность и сопротивление защитного покрытия методом катодной поляризации.

Сплошность защитного покрытия после полной засыпки контролируется при незамерзшем грунте только лишь через 2 недели прибором УКИ-1.

Обнаруженные дефекты изоляционного покрытия подлежит полному ремонту. На участках газо – нефтепровода с законченным капитальным ремонтом производится контроль качества изоляции методом катодной поляризации.

2.11 Электрохимическая защита

Процент аварийности магистральных газо – нефтепроводов по причине коррозионных повреждений составляет порядка 40 %. Наиболее распространенной является общая и язвенная коррозия, которые присутствуют на всех газо – нефтепроводах с дефектами изоляционного покрытия. Помимо пассивных методов защиты магистральных трубопроводов от коррозии применяются также и активные методы, а именно электрохимическая защита. Все магистральные трубопроводы оборудуются ЭХЗ (катодная, дренажная и протекторная защита) катодной поляризации по всей поверхности согласно технологической схеме.

Катодный вид защиты при помощи внешнего тока (КЗВТ) применяется вместе с пассивной защитой (изоляционным покрытием) и характеризуется:

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		74

- повышенной эффективностью;
- способностью защищать большие по протяженности участки трубопроводов, имеющих дефекты изоляции;
- способностью производить регулировку тока при эксплуатации объекта;
- повышенной степенью автоматизации технологического процесса.

Однако существуют и недостатки данного активного метода защиты от коррозии, а именно:

- необходимость больших капитальных затрат на начальном этапе;
- необходимость проведения регулярного контроля и технического обслуживания;
- возможность нанесения вредного воздействия на соседние металлические конструкции, которые не оснащаются противокоррозионной защитой.

Установка катодной защиты состоит из: соединительных кабелей, источника тока и анодного заземлителя. Процесс подключения установки состоит из следующих операций: производится подключение защищаемого объекта к источнику тока на полюс с отрицательным значением, а анодный заземлитель наоборот на полюс с положительным полюсом. При этом точкой дренажа является место непосредственного контакта установки с защищаемым объектом. Принципиальная схема подключения установки КЗВТ представлена на рисунке 2.12.1.

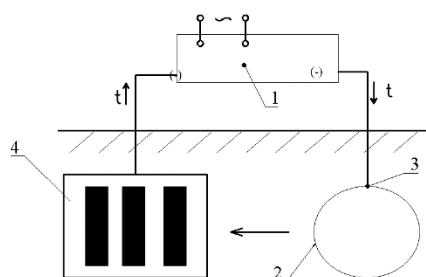


Рисунок 2.12.1 – Принципиальная схема метода КЗВТ.

1 – источник постоянного тока, 2 – магистральный газонефтепровод, 3 – точка дренажа, 4 – анодное заземление.

Катодная защита способна выполнять свои функции при электронном и электролитическом контакте защищаемого объекта с анодным заземлением. Электронный контакт обеспечивается применением металлических проводников, а электролитический – способностью грунта проводить электрический ток. Поэтому на поверхности газо – нефтепровода происходит катодная поляризация и, следовательно, на ней происходят процессы катодного восстановления, как правило – кислорода. Аноды обеспечивают отвод в землю положительных зарядов и на них, соответственно, происходят анодные процессы окисления.

Поэтому в случае применения КЗВТ необходимо применять аноды, изготовленные из материалов с повышенной стойкостью к окислению. Для обеспечения установки постоянным током применяются выпрямители, которые преобразуют переменный ток в постоянный. Самым простым методом установки КЗВТ является применение нерегулируемого источника с возможностью настройки постоянного напряжения на выходе (преобразователи потенциала с ручным управлением). Однако данная схема установки может быть применена лишь на объектах с стабильными параметрами во времени, путем задания от источника неизменной величины защитного потенциала, которая не регулируется во времени. Если защищаемый объект обладает переменными параметрами, то необходимо применять автоматические катодные станции, которые способны поддерживать защитный потенциал на объекте в заданном режиме.

Одним из важнейших составляющих катодной защиты является именно анодный заземлитель. При правильном его выборе и точном определении места расположения относительно магистрального газо – нефтепровода определяется эффективность и надежность КЗВТ. Чтобы обеспечить долгий срок эксплуатации КЗВТ необходимо применять заземлители, изготовленные из материалов со слабой степенью окисляемости в процессе эксплуатации, так как замена анодных заземлителей требует больших экономических затрат.

Как показала практика, наибольшей степенью окисляемости обладают стальные аноды. Поэтому их необходимо применять совместно с коксовыми активаторами, уменьшающих скорость окисления анодов путем снижения плотности электрического тока. Существуют анодные заземлители, изготовленные из алюминия, что значительно повышает допустимую плотность анодного тока относительно других видов анодных заземлителей.

Перспективным кажется применение графита с восковой или смолевой пропиткой, однако он обладает слишком малой механической прочностью и газы, выделяющиеся при его использовании, проявляют пагубное воздействие, поэтому использование графита в качестве анодного заземлителя сильно ограничено.

Также активно применяют анодные заземлители из сплавов свинца. Аноды данного вида обладают отличными техническими и электрохимическими свойствами. При показателях в интервале от 200 до 500 А/м² на наружной поверхности заземлителя происходит образование пленки, способной проводить двуокись свинца (PbO₂), чем обеспечивается наибольшая устойчивость анодного заземлителя к окислению.

Широкое распространение получили аноды из платинированного титана (Ti + Pt), а также аноды из железокремния (ферросилиды легированные молибденом или хромом). Они обладают относительно малой скоростью анодного окисления (0,5 – 0,6 кг/А в год) и не придиричивы к любым природным средам, которые содержат хлоридионы

При выборе анодного заземлителя нужно опираться на степень распределения потенциала и анодного тока на защищаемом газо – нефтепроводе. Это в свою очередь обеспечивает низкую степень распределения анодного тока.

Система катодной защиты должна обеспечивать поддержание защитного потенциала на протяжении 10 лет по всему защищаемому объекту и не требовать дополнительной реконструкции. Все соседние трубопроводные коммуникации, применяемые по одному назначению, должны относиться к единой технологической системе ЭХЗ. Однако при технико – экономическом

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		77

обосновании возможно подключение и объектов различного назначения в технологическую систему ЭХЗ. Если создать единую технологическую схему ЭХЗ невозможно, то необходимо достичь исключения вредного воздействия раздельной системы соседних объектов друг на друга при помощи изменения расположения и конструкции заземлителей, а также точек дренажа.

КВЗТ согласно технологической системе ЭХЗ должна состоять больше чем из одной станции катодной защиты и обеспечивать величину безотказной работы выше 90 % при наработке анодных заземлителей, КИП и соединительных проводов более 4 тыс.ч. Установка катодной защиты должна защищать на начальной стадии эксплуатации при нормальной изоляции больше 20 км, а при усиленной более 30 км. Установка катодной защиты должны быть обеспечены катодной станцией или внешними источниками тока, которые оснащаются устройствами контроля силы тока, напряжения и времени наработки оборудования.

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		78

Вывод по главе 2

Описана краткая географическая характеристика района проведения работ, в которой указаны географические и геоморфологические, инженерно – геологические условия, климат и сейсмичность района. Согласно данной характеристики район проведения работ находится на Западно-Сибирской равнине с мощностью почвенно-растительного слоя от 0,3 до 0,5 м. Климат является резко – континентальным и относится к IV климатической подгруппе. Сейсмичность района составляет 7 баллов.

Так же приведена схема капитального ремонта по замене изоляции в траншеи газо – нефтепроводов, разновидность применяемых изоляционных материалов при проведении капитального ремонта по замене изоляции магистральных трубопроводов. Из всей разновидности изоляционных материалов для дальнейшей работы был выбран материал фирмы ТИАЛ из-за относительно небольшой цены, а также доступности материала.

Описаны земляные работы по вскрытию и укладке магистрального трубопровода, а также по очистке и осушке поверхности трубопровода. Изучена технология нанесения изоляционных материалов и контроль качества их нанесения.

Рассмотрены случаи требующие балластировки газо – нефтепроводов и определены балластирующие устройства. Для МГ «Нижневартовск – Парабель – Кузбасс» применяются железобетонные усилители типа УБО – М – 1020, а для МН «Александровское – Анжеро-Судженск» тканевые баллотировочные устройства типа ПКБУ-1220.

					Технологическая часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		79

3. Расчет надземного перехода трубопровода

3.1 Расчет напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода «Нижевартовск – ПарABELь – Кузбасс»

Исходные данные для расчета МГ «Нижевартовск – ПарABELь – Кузбасс» приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Исходные данные

D_n - диаметр наружный, мм	1020
Категория участка	I
ρ – плотность перекачиваемого продукта, кг/м ³	0,831
Δt температурный перепад, °C	±35,9
Продукт перекачки	газ
p – внутреннее давление, МПа	5,4
Марка стали	17Г2СФ
k_1 – коэффициент надежности по материалу трубы	1,4
Предел прочности стали σ_B	530
σ_T	363
δ - толщина стенки, мм	10,5
Плотность стали $R_{ст}$, кг/м ³	7850
Коэффициент линейного расширения металла трубы α , с ⁻¹	$1,2 \times 10^{-5}$
Коэффициент Пуассона	0,3
Изоляционный материал: полимерно-битумное покрытие	ТИАЛ-М

					АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗО – НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ (ЗАМЕНА ИЗОЛЯЦИИ) С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Фисенко В.А.				Расчетная часть	Лист	Лист	Листов
Проверил	Никольчиков В.К.						80	162
Конс.						НИТЛУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71		
Н. Контр.								
Утверд.	Шадрин А.В.							

3.1.1 Определение допускаемого пролета между земляными перемычками

Допускаемый пролет определяем по формуле, м:

$$l_{\text{дон}} = \sqrt{\frac{12 \cdot \left(R_2 - \frac{\sigma_{\text{кц}}}{2} \right) \cdot W}{q_{\text{мн}}}},$$

где $q_{\text{мн}}$ – суммарный вес трубы и продукта, Н/м:

$$q_{\text{мн}} = q_{\text{тр}} + q_{\text{пр}} = n \cdot q_{\text{тр}}^{\text{н}} + n \cdot q_{\text{пр}}^{\text{н}};$$

Вес трубопровода:

$$q_{\text{тр}} = \gamma_{\text{ст}} \cdot n \cdot \frac{\pi \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2)}{4},$$

$$q_{\text{тр}} = 78500 \cdot 1,1 \cdot \frac{3,14 \cdot (1,02^2 - 0,999^2)}{4} = 2874 \text{ Н/м}$$

Вес продукта:

$$q_{\text{пр}} = \rho_{\text{р}} \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}{4} = 0,831 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,999^2}{4} = 6,4 \text{ Н/м}$$

Вес изоляции : 78,1 Н/м

Суммарный вес трубопровода, продукта и изоляции:

$$q_{\text{тп}} = 1,1 \cdot 2874 + 1,15 \cdot 6,4 + 1,1 \cdot 78,1 = 3254,7 \text{ Н/м}$$

W – осевой момент сопротивления поперечного сечения трубы, м³:

$$W = \frac{\pi \cdot (D_{\text{н}}^3 - D_{\text{вн}}^3)}{32},$$

$$W = \frac{3,14 \cdot (1,02^3 - 0,999^3)}{32} = 0,006 \text{ м}^3$$

$\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения, МПа:

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		81

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{nPD_{\text{вн}}}{2\delta},$$

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,15 \cdot 5,4 \cdot 0,999}{2 \cdot 0,0105} = 295,4 \text{ МПа.}$$

R_2 - расчетное сопротивление материала трубы, МПа:

$$R_2 = \frac{mR_2^H}{k_2 k_H},$$

$$R_2 = \frac{0,825 \cdot 363}{1,15 \cdot 1,155} = 225,5 \text{ МПа}$$

где: k_H, k_2 – коэффициенты надежности, соответственно, по материалу и по ответственности трубопровода.

Тогда допускаемый пролет:

$$l_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{12 \cdot \left(225,5 - \frac{295,4}{2}\right) \cdot 0,006}{3254,7}} = 41,5 \text{ (м)}$$

3.1.2 Проверка на продольную устойчивость магистрального газопровода

Условие выполнения продольной устойчивости:

$$S \leq m \cdot N_{\text{кр}}$$

где S – сжимающее продольное усилие в трубопроводе, Н:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{\text{кц}} + \alpha \cdot E \cdot \Delta t] \cdot F$$

F – площадь поперечного сечения трубы, м^2

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		82

$$F = \frac{\pi(D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2)}{4}$$

$$F = \frac{3,14 \cdot (1,02^2 - 0,999^2)}{4} = 0,033 \text{ м}^2$$

где $N_{\text{кр}}$ – критическая продольная сила, при которой наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, Н

$$N_{\text{кр}} = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot J}{l_0^2},$$

l_0 – приведенная длина балочного перехода, м

$$l_0 = \begin{cases} 0,6 \cdot l_{\text{доп}} & \text{для однопролетных переходов} \\ 0,7 \cdot l_{\text{доп}} & \text{для двух и более пролетов} \end{cases}$$

$$l_0 = 0,6 \cdot 41,5 = 24,9 \text{ м.}$$

J – осевой момент инерции поперечного сечения трубы, м^4

$$J = \frac{\pi \cdot (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4)}{64},$$

$$J = \frac{3,14 \cdot (1,02^4 - 0,999^4)}{64} = 0,004 \text{ м}^4.$$

Критическая продольная сила:

$$N_{\text{кр}} = \frac{3,14^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,004}{24,9^2} = 13103515,1 = 13,1 \text{ МПа.}$$

Сжимающее продольное усилие в трубопроводе:

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 295,4 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 35,9] \cdot 0,033 = 4,88 \text{ МПа.}$$

$$S = 4,88 \leq m \cdot N_{\text{кр}} = 0,825 \cdot 13,1 = 10,8 \text{ (МПа)}$$

Условия устойчивости надземного трубопровода выполняется.

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		83

Δt – температурный перепад, $^{\circ}\text{C}$, $\Delta t = t_3 - t_{\phi}$;

$D_{\text{вн}}$ – диаметр внутренний, мм, с принятой толщиной стенки δ_n

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{256,9}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 363} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{256,9}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 363} = 0,189$$

Суммарные продольные напряжения:

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 35,9 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 5,4 \cdot 0,999}{2 \cdot 0,0105} = 0,12 \text{ МПа};$$

$$|-0,12| \leq 42,62$$

Условие прочности надземного трубопровода обеспечивается.

3.1.4 Проверка на недопустимость пластических деформаций магистрального газопровода

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций надземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$\text{а) } |\sigma_{\text{пр}}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H.$$

где $R_2^H = \sigma_T$ (предел текучести стали), МПа; $\sigma_{\text{пр}}^H$ – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяемые по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}}^H = \frac{M_{\text{изг}}}{W} + \frac{S}{F}$$

$M_{\text{изг}}$ – максимальный изгибающий момент в пролете, Н·м, определяется по формуле:

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		85

$$M_{\text{изг}} = \frac{q_{\text{тп}} \cdot l_{\text{доп}}^2}{12} + \frac{S \cdot f}{2}$$

где F – площадь сечения трубы, м^2 ;

f – суммарный прогиб трубопровода между опорами, м:

$$f = f_3 \cdot \frac{1}{1 \pm \frac{S}{N_{\text{кр}}}},$$

f_3 – прогиб от действия поперечных нагрузок, м, определяется по формуле:

$$f_3 = \frac{q_{\text{тп}} \cdot l_{\text{доп}}^4}{384 \cdot E \cdot J},$$

$$f_3 = \frac{3254,7 \cdot 41,5^4}{384 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,004} = 0,031 \text{ (м)}.$$

Суммарный прогиб трубопровода между опорами:

$$f = f_3 \cdot \frac{1}{1 \pm \frac{S}{N_{\text{кр}}}} = 0,031 \cdot \frac{1}{1 \pm \frac{4,88}{13,1}} = 0,023 \text{ (м)}$$

Максимальный изгибающий момент в пролете:

$$M_{\text{изг}} = \frac{q_{\text{тп}} \cdot l_{\text{доп}}^2}{12} + \frac{S \cdot f}{2}$$

$$M_{\text{изг}} = \frac{3254,7 \cdot 41,5^2}{12} + \frac{4,88 \cdot 10^6 \cdot 0,023}{2} = 0,6 \text{ (МН} \cdot \text{м)}$$

Максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \frac{M_{\text{изг}}}{W} + \frac{S}{F} = \frac{0,6}{0,006} + \frac{4,88}{0,033} = 247,9 \text{ (МПа)},$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = 247,9 > \psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}} = 0,189 \cdot \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 363 = 54,45 \text{ МПа}$$

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		86

$$б) |\sigma_{прМ}| \leq 0,635 \cdot R_2 \cdot (1 + \psi_3) \cdot \sin \frac{(\sigma_{прN} + \psi_3 \cdot R_2) \cdot \pi}{(1 + \psi_3) \cdot R_2}.$$

$$\sigma_{прМ} = \frac{0,6}{0,006} = 100$$

$$> 0,635 \cdot 225,5 \cdot (1 + 0,189)$$

$$\cdot \sin \frac{(-0,12 + 0,189 \cdot 225,5) \cdot 3,14}{(1 + 0,189) \cdot 225,5} = 78,5 \text{ МПа}$$

где $\sigma_{прМ} = \frac{M_{изг}}{W}$ – продольные напряжения от изгибающего момента, МПа.

Условия на недопустимые пластические деформации выполняются.

3.2 Расчет напряжено-деформированного состояния магистрального нефтепровода

Исходные данные для расчета МН «Александровское – Анжеро-Судженск» представлены в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Исходные данные

D _н - диаметр наружный, мм	1220
Категория участка	I
ρ – плотность перекачиваемого продукта, кг/м ³	870
▲ t температурный перепад, °C	±40
Продукт перекачки	нефть
p – внутреннее давление, МПа	4,9
Марка стали	17Г1С
k ₁ – коэффициент надежности по материалу трубы	1,4
Предел прочности стали σ _{вр}	510
σ _T	355
δ- толщина стенки, мм	14

Плотность стали $R_{ст}$, кг/м ³	7850
Коэффициент линейного расширения металла трубы α , с ⁻¹	$1,2 \times 10^{-5}$
Коэффициент Пуассона	0,3
Изоляционный материал: полимерно-битумное покрытие	ТИАЛ-ЛО

3.2.1 Определение допускаемого пролета между земляными перемычками

Допускаемый пролет определяем по формуле, м:

$$l_{дон} = \sqrt{\frac{12 \cdot \left(R_2 - \frac{\sigma_{кл}}{2} \right) \cdot W}{q_{mn}}},$$

где q_{mn} – суммарный вес трубы и продукта, Н/м:

$$q_{mn} = q_{тр} + q_{пр} = n \cdot q_{тр}^H + n \cdot q_{пр}^H;$$

Вес трубопровода:

$$q_{тр} = \gamma_{ст} \cdot n \cdot \frac{\pi \cdot (D_H^2 - D_{BH}^2)}{4},$$

$$q_{тр} = 78500 \cdot 1,1 \cdot \frac{3,14 \cdot (1,22^2 - 1,192^2)}{4} = 4577,9 \text{ Н/м}$$

Вес продукта:

$$q_{пр} = \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{BH}^2}{4} = 870 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 1,192^2}{4} = 9519,4 \text{ Н/м}$$

Вес изоляции: 95,03 Н/м

Суммарный вес трубопровода, продукта и изоляции:

$$q_{тп} = 1,1 \cdot 4577,9 + 1,15 \cdot 9519,4 + 1,1 \cdot 95,03 = 16087,6 \text{ Н/м}$$

W – осевой момент сопротивления поперечного сечения трубы, м³:

$$W = \frac{\pi \cdot (D_H^3 - D_{BH}^3)}{32},$$

$$W = \frac{3,14 \cdot (1,22^3 - 1,192^3)}{32} = 0,012 (м^3).$$

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения, МПа:

$$\sigma_{кц} = \frac{nPD_{вн}}{2\delta},$$

$$\sigma_{кц} = \frac{1,15 \cdot 4,9 \cdot 1,192}{2 \cdot 0,014} = 239,9 \text{ МПа.}$$

R_2 - расчетное сопротивление материала трубы, МПа:

$$R_2 = \frac{mR_2^H}{k_2 k_H},$$

$$m = 0,825; R_2^H = 355 \text{ МПа}$$

$$R_2 = \frac{0,825 \cdot 355}{1,15 \cdot 1,155} = 220,5 (\text{МПа}),$$

где: k_H, k_2 – коэффициенты надежности, соответственно, по материалу и по ответственности трубопровода.

Тогда допускаемый пролет:

$$l_{дон} = \sqrt{\frac{12 \cdot \left(220,5 - \frac{239,9}{2} \right) \cdot 0,012}{16087,6}} = 30 (м).$$

3.2.2 Проверка на продольную устойчивость магистрального нефтепровода

Условие выполнения продольной устойчивости:

$$S \leq m \cdot N_{кр}$$

где S – сжимающее продольное усилие в трубопроводе, Н:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta t] \cdot F$$

F – площадь поперечного сечения трубы, $м^2$

$$F = \frac{\pi (D_H^2 - D_{вн}^2)}{4}$$

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		89

$$|\sigma_{\text{пр.Н}}| \leq \psi_3 R_2,$$

где $\sigma_{\text{пр.Н}}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа, определяемое для принятой толщины стенки; ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр.Н}} \geq 0$), принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр.Н}} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}}.$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения от нормативного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}},$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{p D_{\text{вн}}}{2 \delta_{\text{н}}} = \frac{4,9 \cdot 1,192}{2 \cdot 0,014} = 208,6 (\text{МПа}).$$

где δ – принятая толщина стенки трубы, м.

$\sigma_{\text{пр.Н}}$ – суммарные продольные напряжения, МПа:

$$\sigma_{\text{пр.Н}} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \delta_{\text{н}}}$$

где α , E , μ – физические характеристики стали;

Δt – температурный перепад, $^{\circ}\text{C}$, $\Delta t = t_3 - t_{\text{ф}}$;

$D_{\text{вн}}$ – диаметр внутренний, мм, с принятой толщиной стенки $\delta_{\text{н}}$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{208,6}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 355} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{208,6}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 355} = 0,537$$

Суммарные продольные напряжения:

$$\sigma_{np.N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 4,9 \cdot 1,192}{2 \cdot 0,014} = -26,9 (\text{МПа});$$

$$/-26,9 \leq 118,4$$

Условие прочности надземного трубопровода обеспечивается.

3.2.4 Проверка на недопустимость пластических деформаций магистрального нефтепровода

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций надземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$a) |\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H.$$

где $R_2^H = \sigma_T$ (предел текучести стали), МПа; σ_{np}^H – максимальные (фибровые) суммарные Продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяемые по формуле:

$$\sigma_{np}^H = \frac{M_{изг}}{W} + \frac{S}{F}$$

$M_{изг}$ – максимальный изгибающий момент в пролете, Н·м, определяется по формуле:

$$M_{изг} = \frac{q_{тп} \cdot l_{доп}^2}{12} + \frac{S \cdot f}{2}$$

где F – площадь сечения трубы, m^2 ;

f – суммарный прогиб трубопровода между опорами, м:

$$f = f_3 \cdot \frac{1}{1 \pm \frac{S}{N_{кр}}},$$

f_3 – прогиб от действия поперечных нагрузок, м, определяется по формуле:

$$f_3 = \frac{q_{тп} \cdot l_{доп}^4}{384 \cdot E \cdot J},$$

$$f_3 = \frac{16087,6 \cdot 30^4}{384 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,01} = 0,016 (м).$$

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		92

Суммарный прогиб трубопровода между опорами:

$$f = f_9 \cdot \frac{1}{1 \pm \frac{S}{N_{kp}}} = 0,016 \cdot \frac{1}{1 \pm \frac{7,78}{62,7}} = 0,014 (\mathcal{M}).$$

Максимальный изгибающий момент в пролете:

$$M_{u32} = \frac{16087,6 \cdot 30^2}{12} + \frac{7,78 \cdot 10^6 \cdot 0,014}{2} = 1,26 (MH \cdot m)$$

Максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения:

$$\sigma_{np}^H = \frac{M_{u32}}{W} + \frac{S}{F} = \frac{1,26}{0.012} + \frac{7,78}{0.053} = 251,8 (MPa),$$

$$\sigma_{np}^H = 251,8 > \psi_3 \frac{m}{0,9k_u} R_2^H = 0,537 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,155} \cdot 355 = 181,56 (MPa)$$

$$6) |\sigma_{npM}| \leq 0,635 \cdot R_2 \cdot (1 + \psi_3) \cdot \sin \frac{(\sigma_{npN} + \psi_3 \cdot R_2) \cdot \pi}{(1 + \psi_3) \cdot R_2}.$$

$$\sigma_{npM} = \frac{1,26}{0,012} = 105,0 > 0,635 \cdot 220,5 \cdot (1 + 0,537) \cdot \sin \frac{(-26,9 + 0,537 \cdot 220,5) \cdot 3,14}{(1 + 0,537) \cdot 220,5} = 96,2 (MPa)$$

где $\sigma_{\text{прМ}} = \frac{M_{\text{изг}}}{W}$ – продольные напряжения от изгибающего момента, МПа.

Условия на недопустимые пластические деформации выполняются.

3.3 Моделирование процесса в среде ANSYS

3.3.1 Анализ напряженно-деформированного состояния при разработке грунта под газо – нефтепроводами.

В данной работе был применен метод компьютерного моделирования для исследования процесса нагрузок трубопровода при вскрытии его участка с заранее рассчитанной длиной максимально допустимого пролета в программном комплексе ANSYS R19.2

Построение геометрической модели. Этап построения геометрической модели реализуется элементом *Geometry*. Геометрическая модель создается в модуле *Design Modeler* по исходным данным задания с помощью инструментов

рисования эскиза и операции линейного выдавливания (*Extrude*). Так как мы рассматриваем два примера: газопровод ($D_N=1020$ мм, $\delta_{ст}=10,5$ мм, $L=41500$ мм, сталь 17Г2СФ) и нефтепровод ($D_N=1220$ мм, $\delta_{ст}=14,0$ мм, $L=30000$ мм, сталь 17Г1С), то необходимо построить 2 геометрические модели. Получившиеся модели представлены на рисунках 3.3.1-3.3.2.

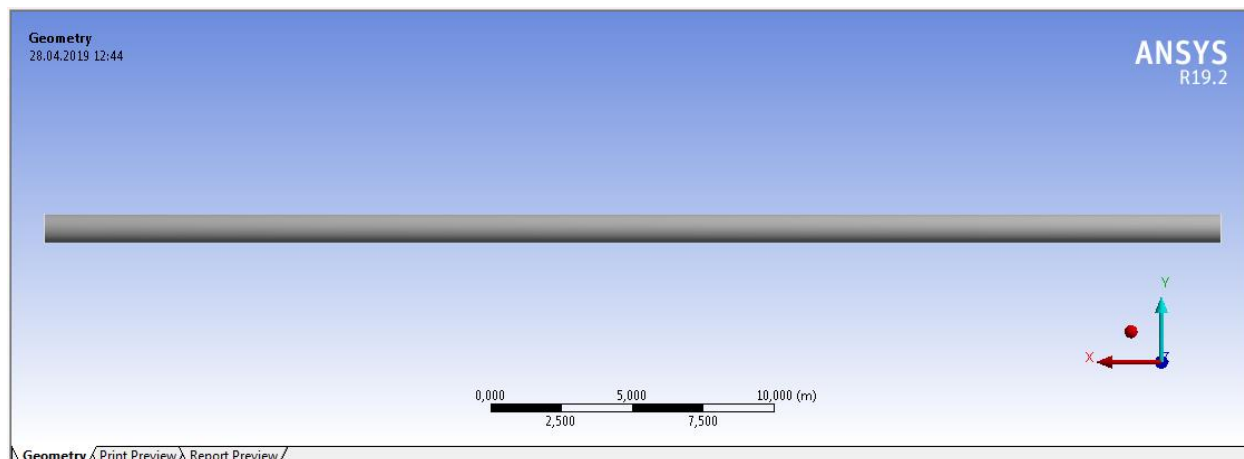


Рисунок 3.3.1 – Геометрическая модель газопровода

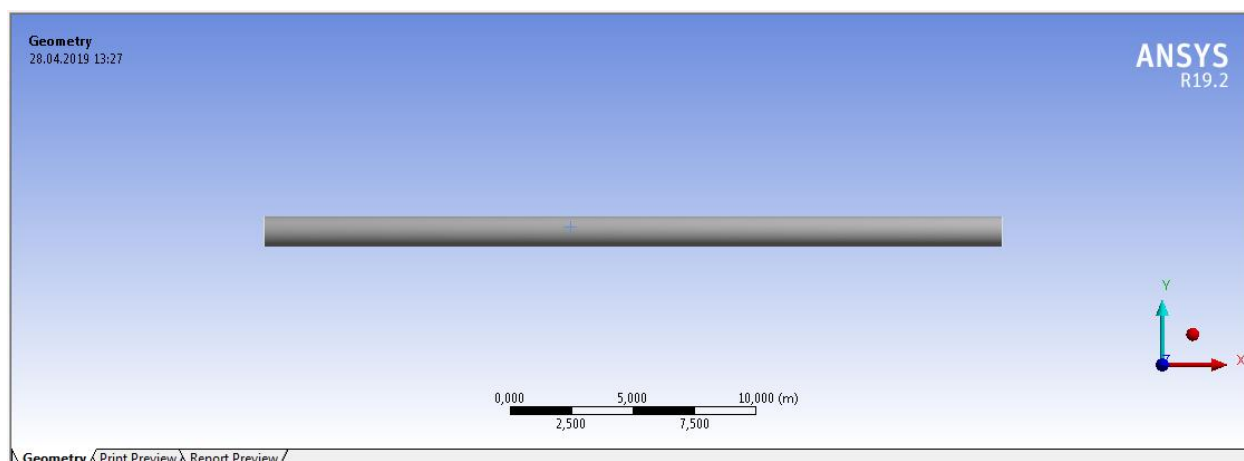


Рисунок 3.3.2 – Геометрическая модель нефтепровода

Задание свойств материала. Модуль управления материалами представлен элементом *Engineering Data*. В качестве материала труб создаем собственный материал для газопровода сталь 17Г2СФ, со следующими характеристиками:

- плотность 7850 кг/м³;
- модуль Юнга 200000 МПа;
- коэффициент Пуассона 0,3;

- коэффициент температурного расширения $1,2 \cdot 10^{-5} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$;
- предел текучести 363 МПа;
- предел прочности 530 МПа.

Материал нефтепровода – сталь 17Г1С со следующими характеристиками:

- плотность 7850 кг/м³;
- модуль Юнга 200000 МПа;
- коэффициент Пуассона 0,3;
- коэффициент температурного расширения $1,2 \cdot 10^{-5} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$;
- предел текучести 355 МПа;
- предел прочности 510 МПа.

Далее переходим к работе с полученной моделью в модуле *Mechanical* через элемент *Model*.

Построение конечно-элементной сетки. Производим автоматическую генерацию конечно-элементной сетки, задав параметр размера элементов Size на уровне Coarse для газопровода и нефтепровода. Получившиеся модели с наложенной сеткой представлены на рисунках 3.3.3-3.3.4.

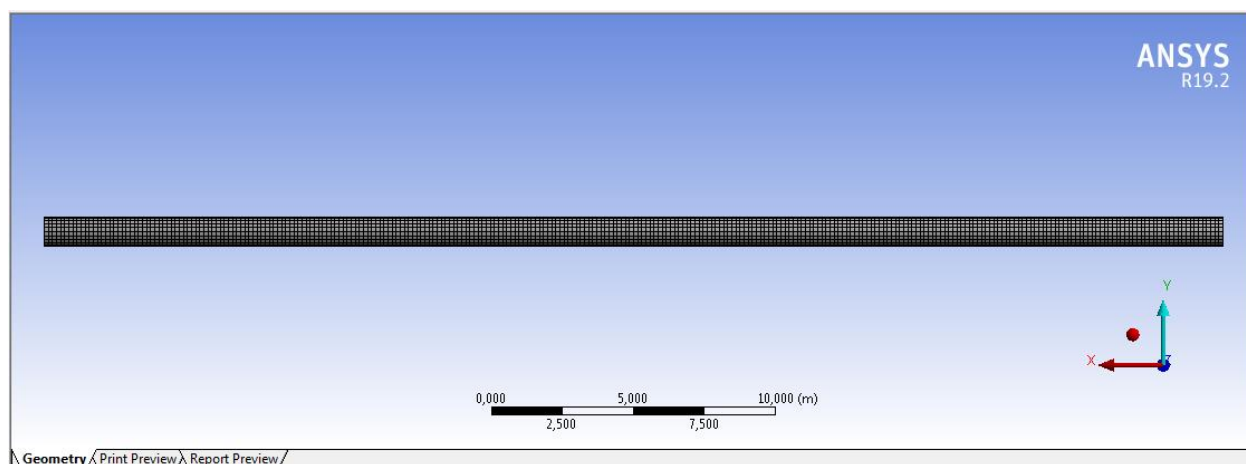


Рисунок 3.3.3 – Конечно-элементная сетка газопровода

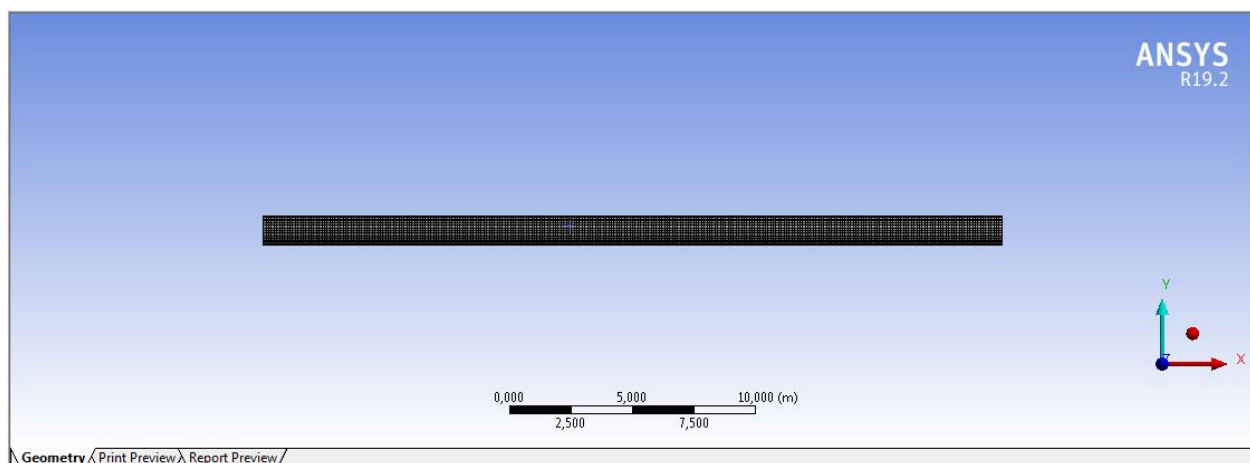


Рисунок 3.3.4 – Конечно-элементарная сетка для нефтепровода

Задание граничных условий и нагрузок. Как газопровод, так и нефтепровод необходимо жестко закрепить на их торцах (имитируя перемычку), поэтому граничные условия зададим при помощи команды Fixed support, жестко закрепив торцы труб. Нагрузку задаем при помощи команд Standard Earth Gravity (стандартная сила гравитации) и Force. Нагрузку Force задаем через функцию Components и задаем нагрузки только для компоненты Y (этим самым мы имитируем нагрузку на нефте- и газопроводы от веса изоляции и наличия в нем транспортируемого продукта (или без продукта)). (Рисунки 3.3.5-3.3.8)

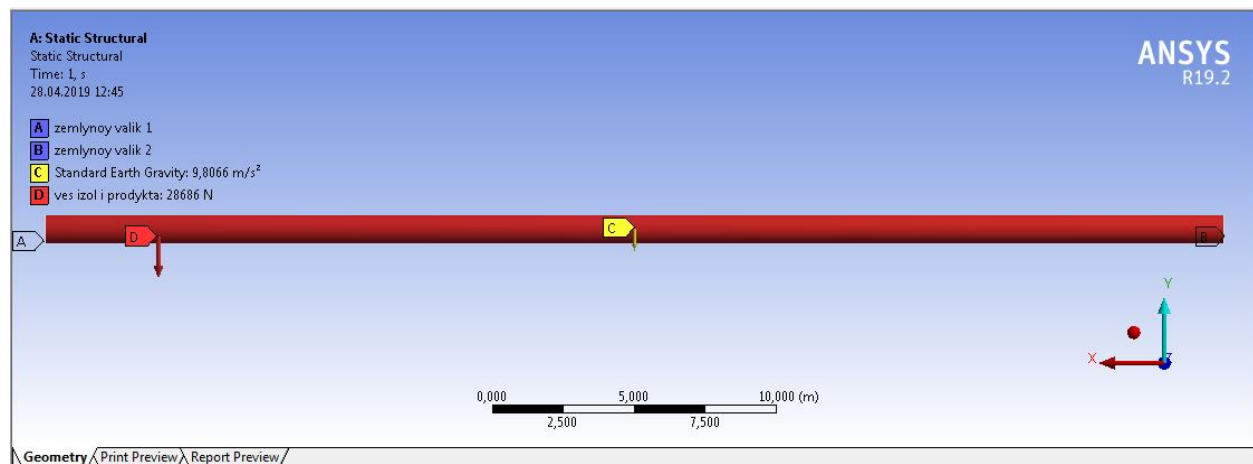


Рисунок 3.3.5 – Граничные условия и нагрузки для газопровода с транспортируемым продуктом

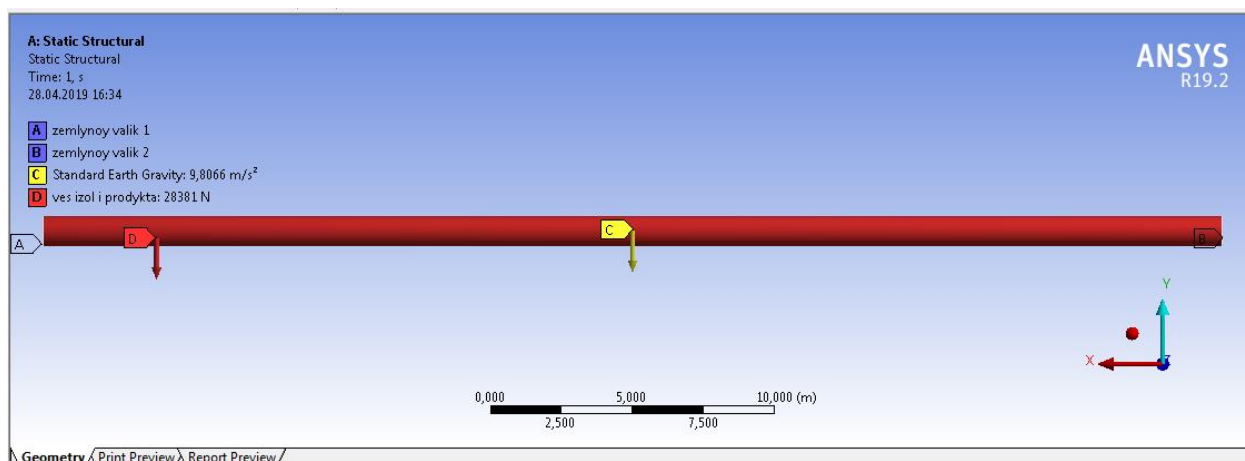


Рисунок 3.3.6 – Граничные условия и нагрузки для газопровода без транспортируемого продукта

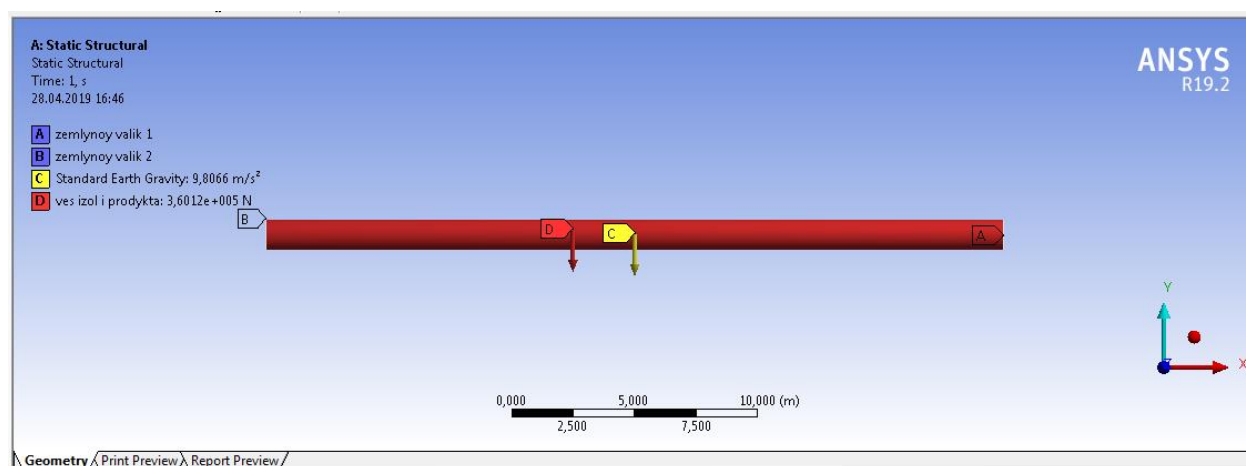


Рисунок 3.3.7 – Граничные условия и нагрузки для нефтепровода с транспортируемым продуктом

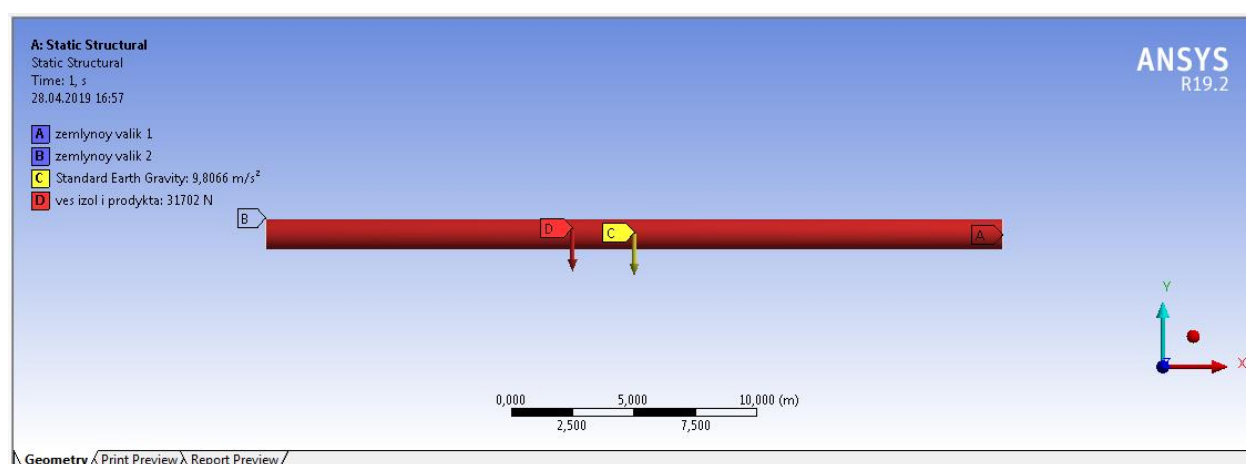


Рисунок 3.3.8 – Граничные условия и нагрузки для нефтепровода без транспортируемого продукта

Напряжения S_x . Для того, чтобы получить изображение напряжений S_x , воспользуемся командой *Stress – Normal – Asix X*. Получившееся изображение представлено на рисунке 3.3.9-3.3.12.

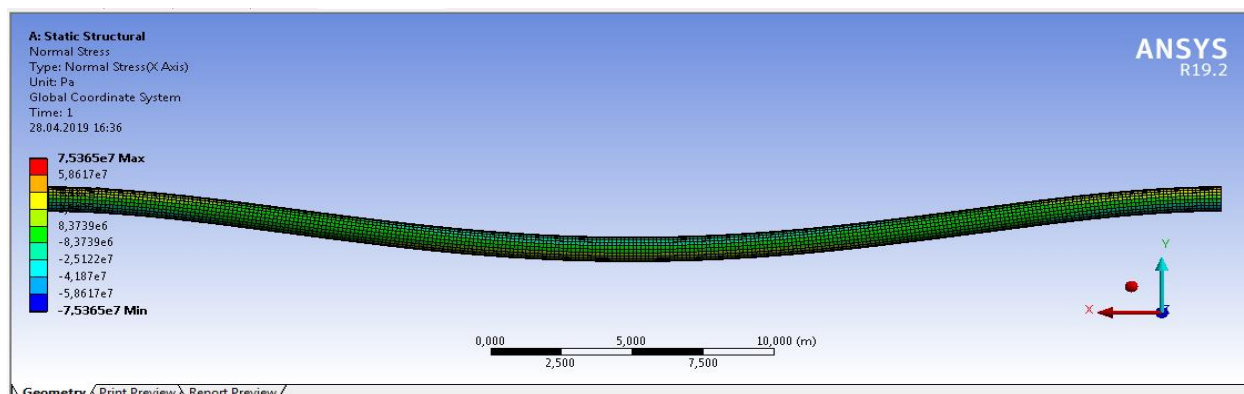


Рисунок 3.3.9 – Напряжения S_x для газопровода без транспортируемого продукта

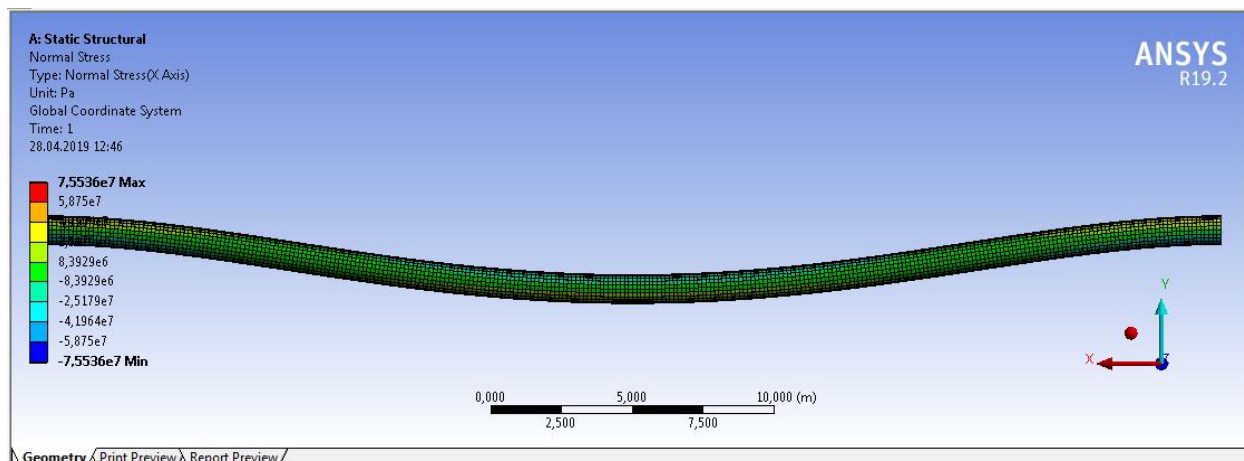


Рисунок 3.3.10 – Напряжения S_x для газопровода с транспортируемым продуктом

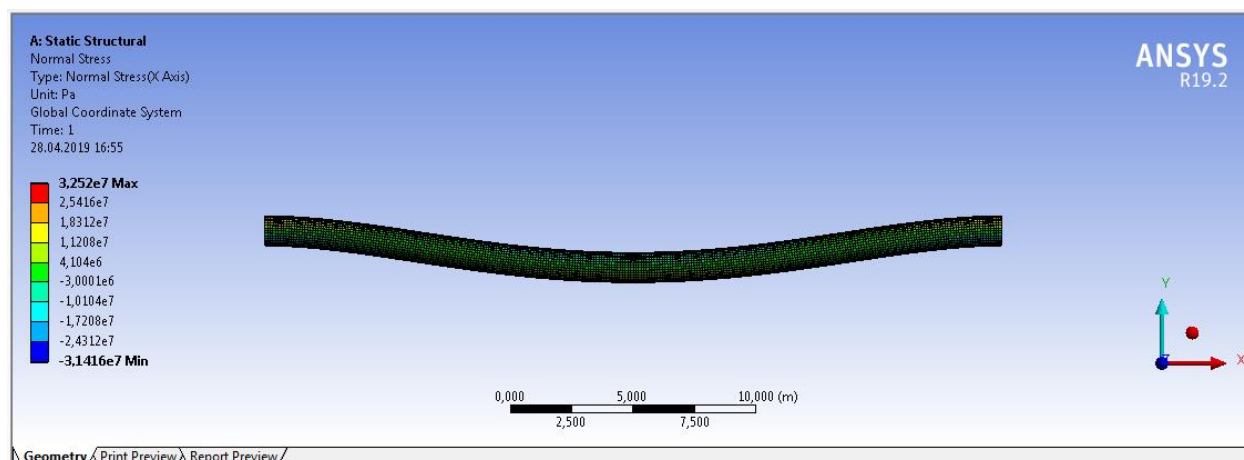


Рисунок 3.3.11 – Напряжения S_x для нефтепровода без транспортируемого продукта

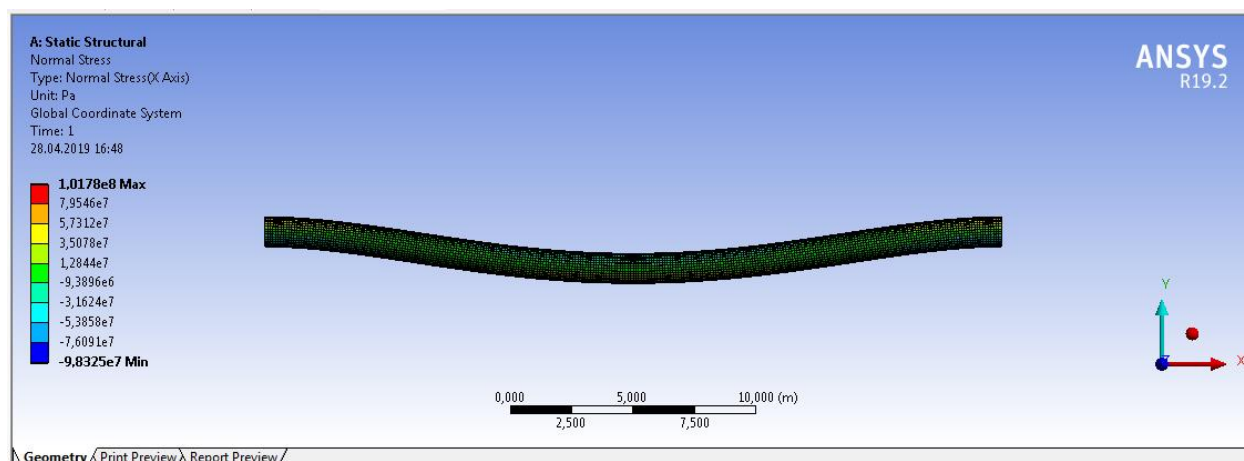


Рисунок 3.3.12 – Напряжения S_x для нефтепровода с транспортируемым продуктом

Деформация. Для определения значений деформаций нефте- и газопроводов с транспортируемым продуктом и без него используем команду Deformation – Total. Полученные результаты представлены на рисунках 8.3.13-8.3.16.

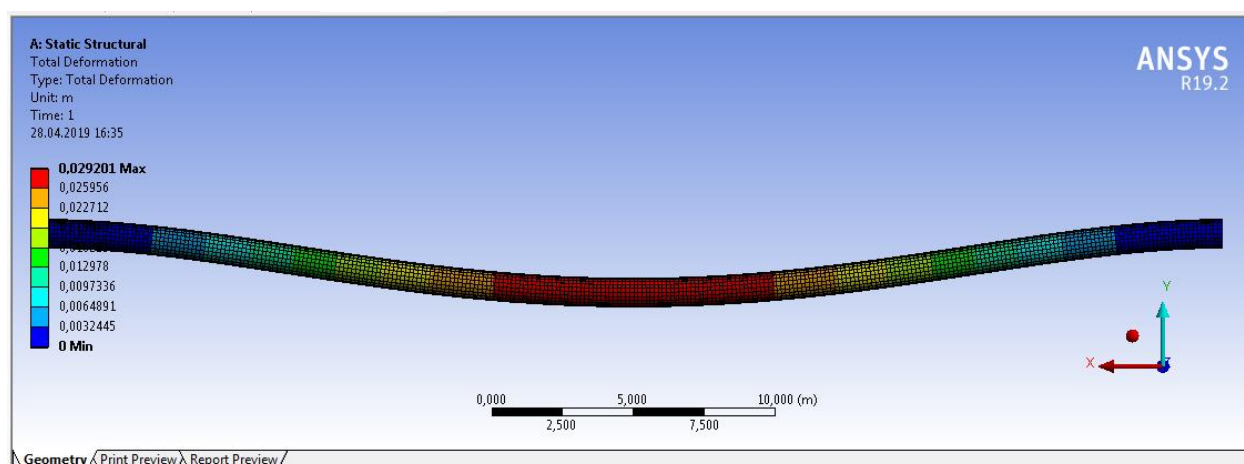


Рисунок 3.3.13 – Деформация газопровода без транспортируемого продукта

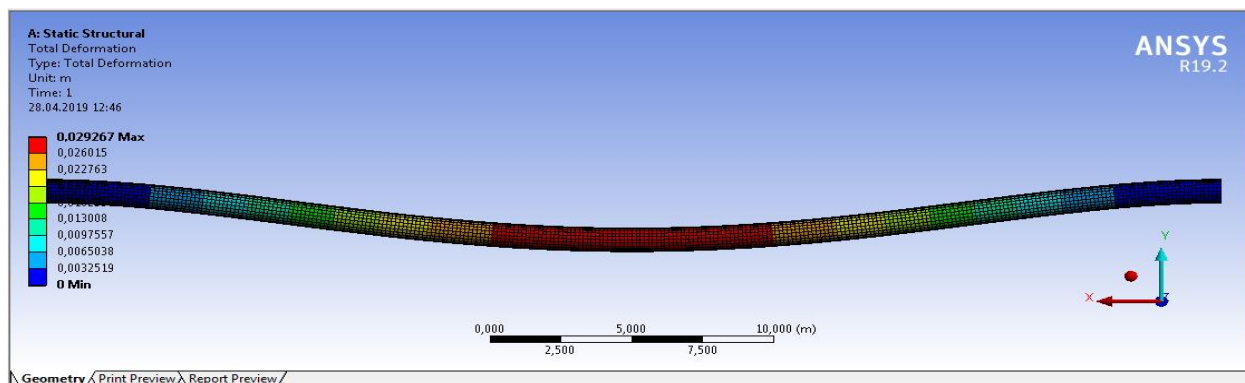


Рисунок 3.3.14 – Деформация газопровода с транспортируемым продуктом

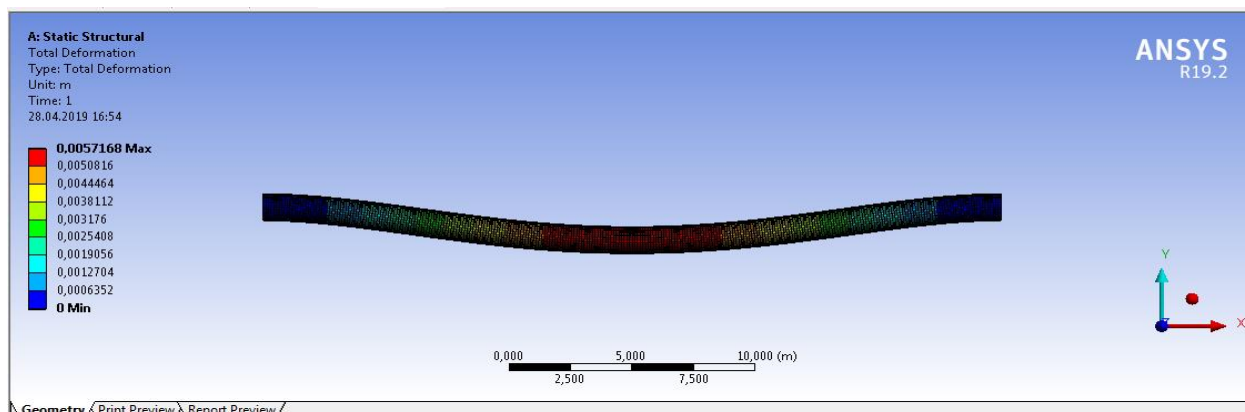


Рисунок 3.3.15 – Деформация нефтепровода без транспортируемого продукта

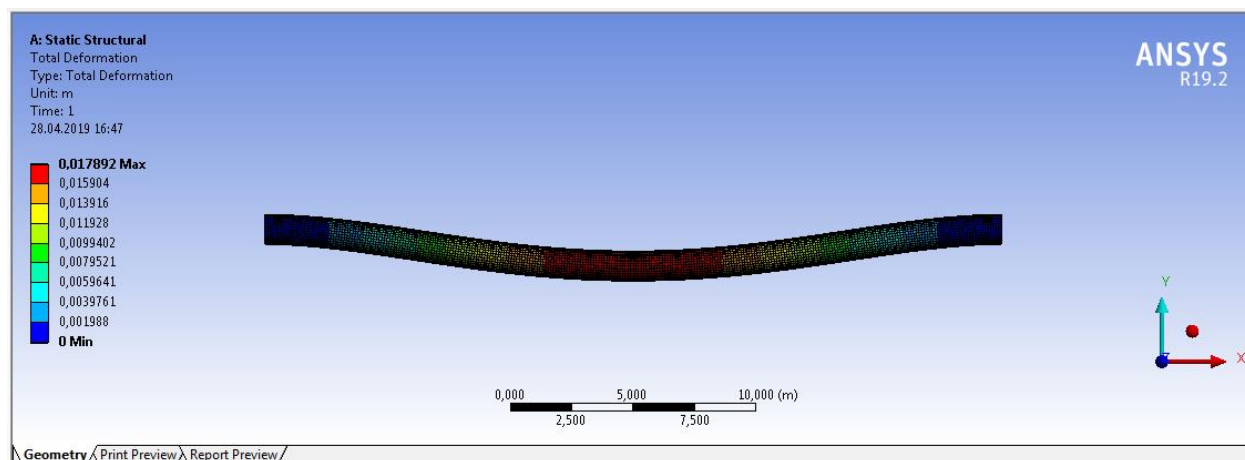


Рисунок 3.3.16 – Деформация нефтепровода с транспортируемым продуктом

3.3.2 Анализ напряженно – деформированного состояния газо – нефтепроводов при капитальном ремонте по замене изоляции.

Далее был произведен расчет при помощи моделирования процесса проведения капитального ремонта (по замене изоляции) на магистральных газо – нефтепроводах в среде Ansys.

Для данного анализа необходимо действующие модели магистральных газо – нефтепроводов (раздел 3.3.1) дополнить путем добавления нагрузки от веса изоляционной машины, а также усилий на крюке трубоукладчика, удерживающего трубопровод, то есть провести анализ нагрузок при работе ремонтной колонны. Геометрические модели для газопровода и нефтепровода представлены на рисунках 3.3.20 – 3.3.21.

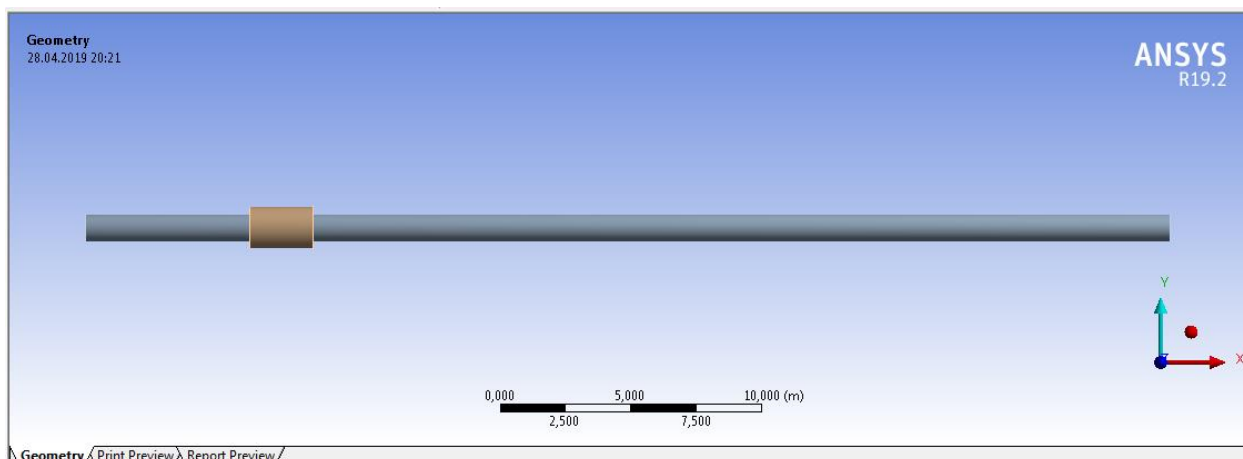


Рисунок 3.3.20 – Геометрическая модель газопровода с ремонтной колонной

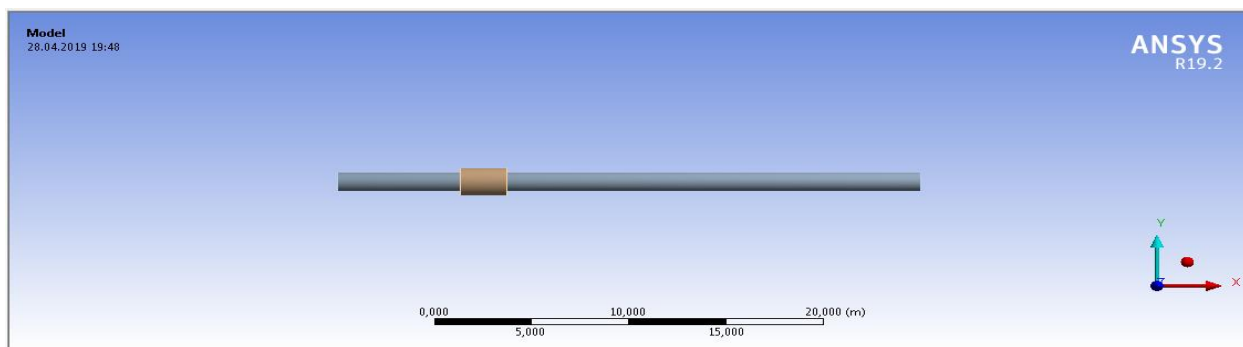


Рисунок 3.3.21 – Геометрическая модель нефтепровода с ремонтной колонной

Построение конечно-элементной сетки. Производим автоматическую генерацию конечно-элементной сетки, задав параметр размера элементов Size на уровне Coarse для газопровода и нефтепровода. Получившиеся модели с наложенной сеткой представлены на рисунках 3.3.22-3.3.23.

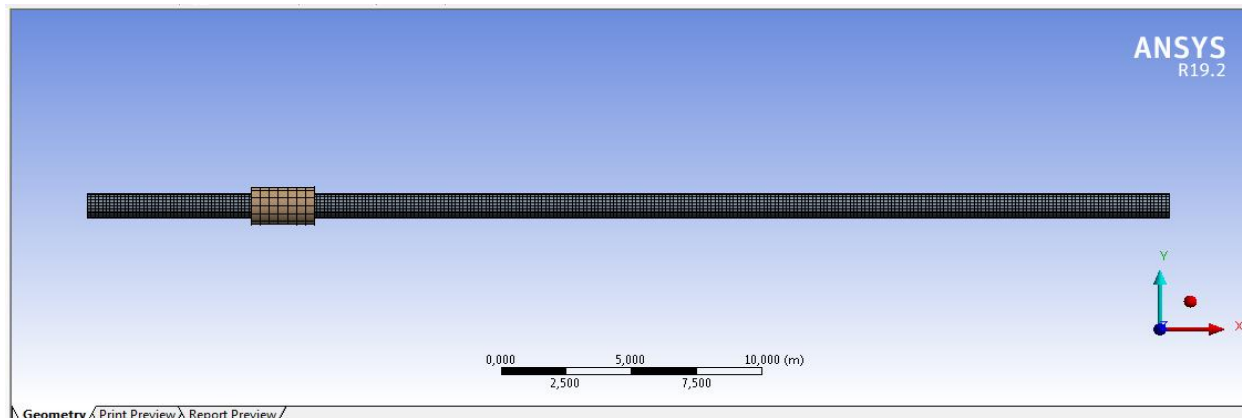


Рисунок 3.3.22 – Конечно-элементная сетка газопровода

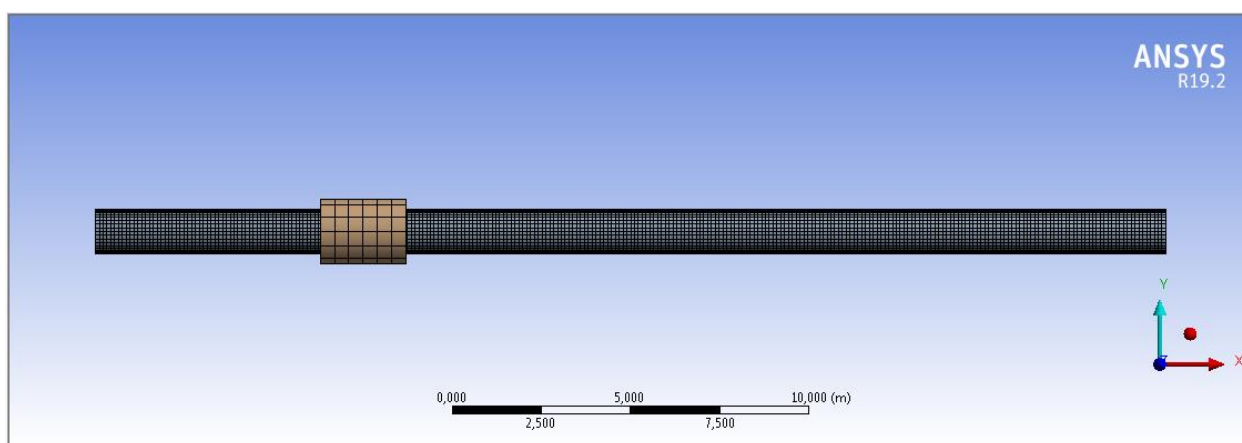


Рисунок 3.3.23 – Конечно-элементарная сетка для нефтепровода

Задание граничных условий и нагрузок. Как газопровод, так и нефтепровод необходимо жестко закрепить на их торцах (имитируя перемычку), поэтому граничные условия зададим при помощи команды Fixed support, жестко закрепив торцы труб. Нагрузку задаем при помощи команд Standard Earth Gravity (стандартная сила гравитации) и Force. Нагрузку Force задаем через функцию Components и задаем нагрузки только для компоненты Y (Рисунки 3.3.24-3.3.25)

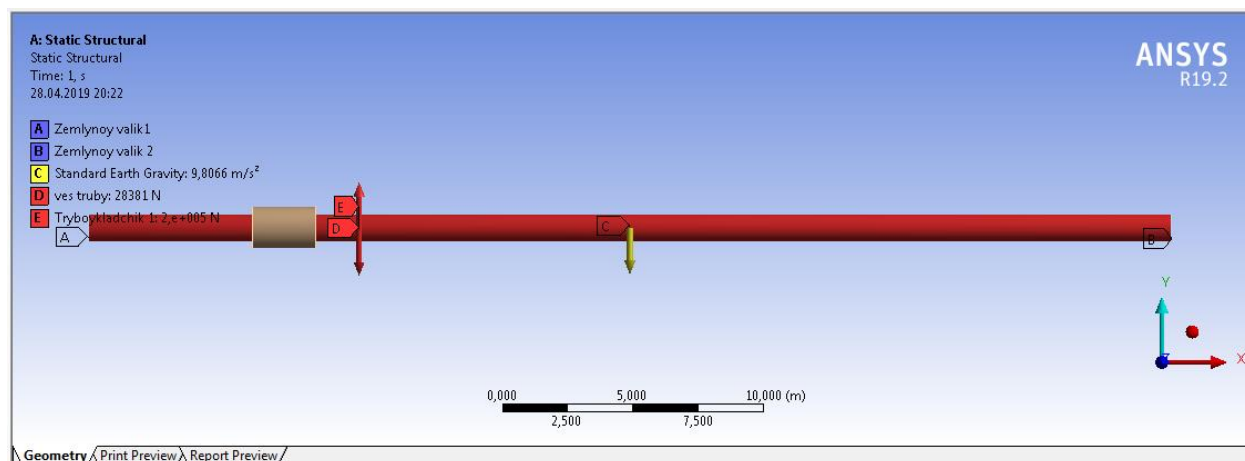


Рисунок 3.3.24 – Граничные условия и нагрузки для газопровода

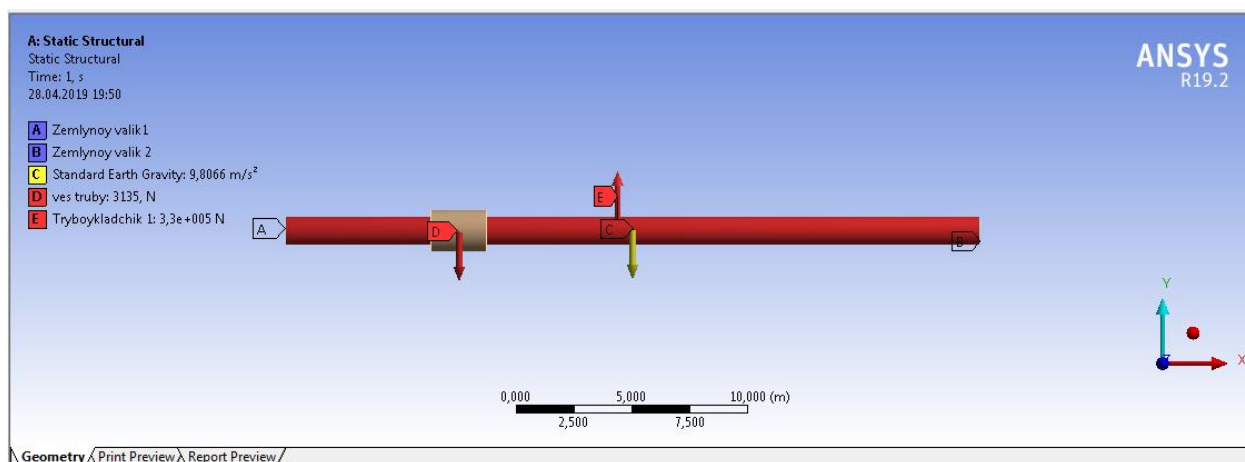


Рисунок 3.3.25 – Граничные условия и нагрузки для нефтепровода

Напряжения S_x . Для того, чтобы получить изображение напряжений S_x , воспользуемся командой *Stress – Normal – Asix X*. Получившееся изображение представлено на рисунке 3.3.26-3.3.27.

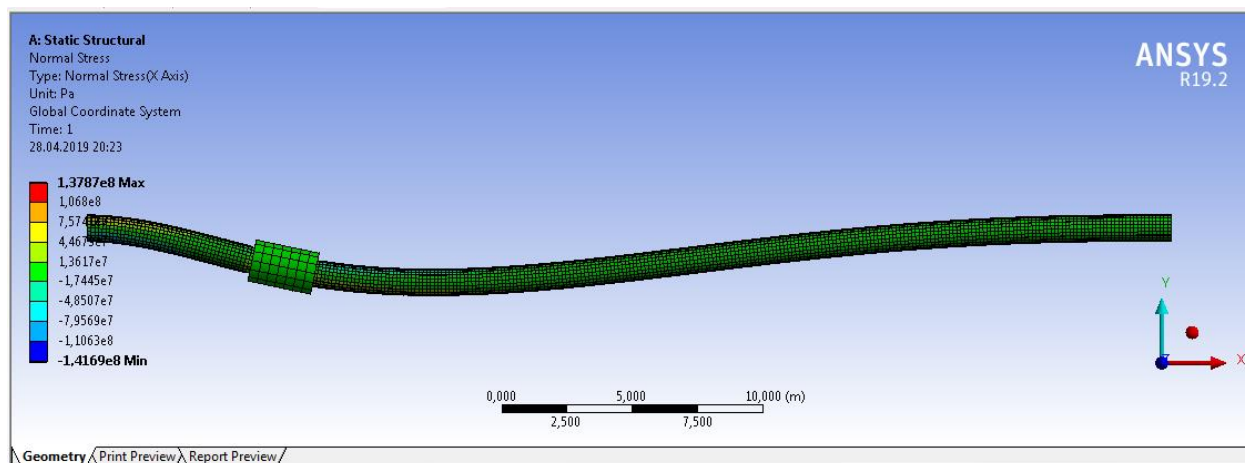


Рисунок 3.3.26 – Напряжения S_x для газопровода

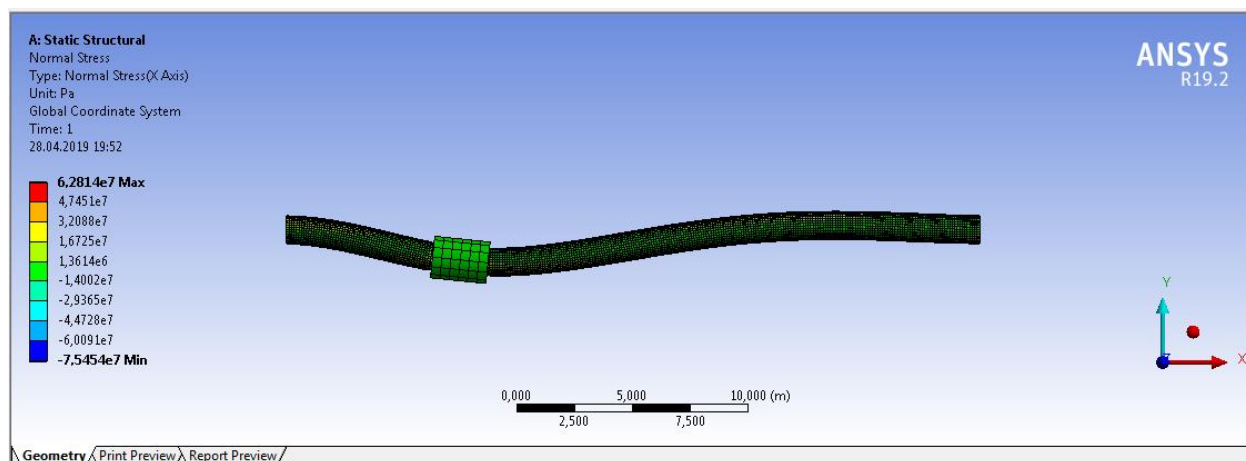


Рисунок 3.3.27 – Напряжения Sx для нефтепровода

Деформация. Для определения значений деформаций нефте- и газопроводов с транспортируемым продуктом и без него используем команду Deformation – Total. Полученные результаты представлены на рисунках 3.3.28-3.3.29.

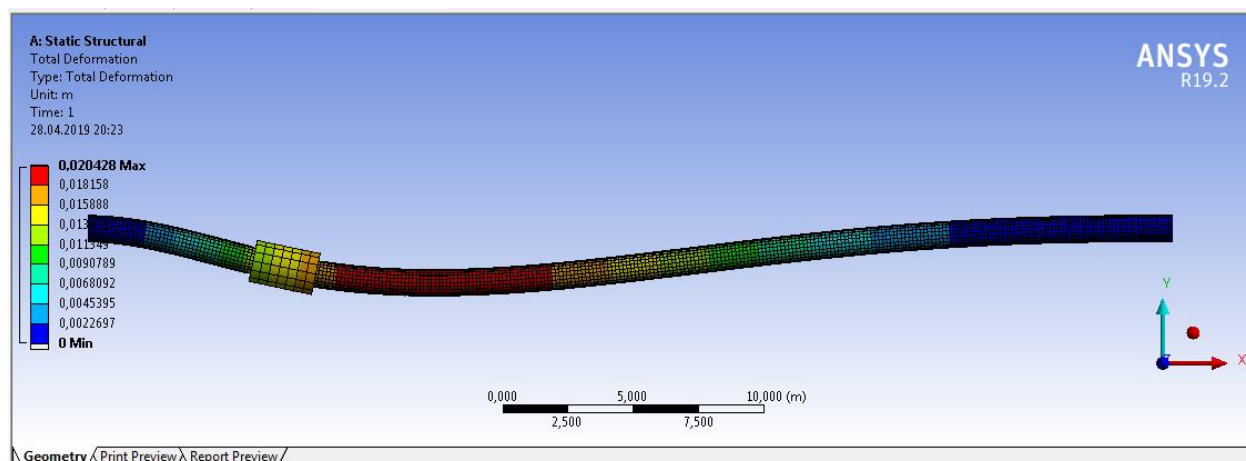


Рисунок 3.3.28– Деформация газопровода

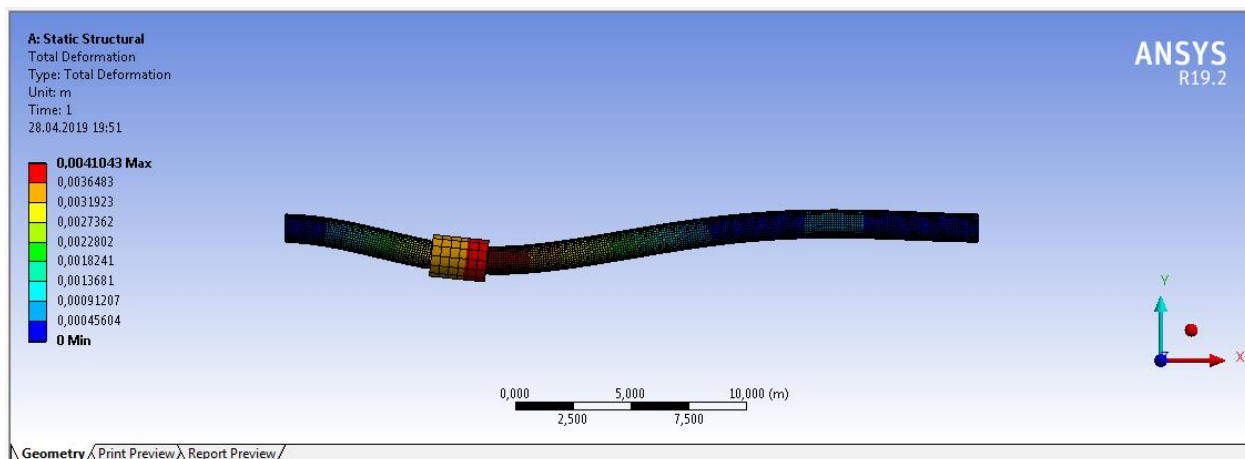


Рисунок 3.3.29 – Деформация нефтепровода

Вывод по главе 3

В результате проведенного исследования напряженно-деформированного состояния для двух примеров газопровода и нефтепровода было обнаружено, что при заданных пролетах нефте- и газопровода (30 м и 41,5 м соответственно) условие упругого изгиба выполняется: для МГ «Нишневартовск – Парабель – Кузбасс»: $R_{уп.изг.} = 7372660$ мм; для МН «Александровское – Анжеро-Судженск»: $R_{уп.изг.} = 3472227$ мм. Величина максимального напряжения много меньше максимально допустимых значений для материалов труб: для газопровода с транспортируемым продуктом – 61,2 МПа при этом предел прочности стали 17Г2СФ – 363 МПа (исследование показали, что результаты газопровода с продуктом и без него отличаются незначительно, вследствие низкого значения плотности газа); для нефтепровода с транспортируемым продуктом – 84,4 МПа при этом предел прочности стали 17Г1С – 355 МПа.

Так же были сопоставлены результаты, полученные при решении тестовой задачи, с результатами моделирования в среде Ansys при этом погрешность измерений составила не более 5 %, что является допустимым в данной ситуации.

В результате моделирования процесса работы ремонтной колонной с изоляционной(очистной) машиной и трубоукладчиками условия упругого изгиба также выполняется, а величина максимального напряжения много меньше максимально допустимых значений для материалов труб: для магистрального газопровода – 137,8 МПа при этом предел прочности стали 17Г2СФ – 363 МПа (условие упругого изгиба $R_{уп.изг.} = 10553012$ мм); для нефтепровода с транспортируемым продуктом – 62,8 МПа при этом предел прочности стали 17Г1С – 355 МПа (условие упругого изгиба $R_{уп.изг.} = 26119932$ мм).

Так как полученные напряжения много меньше предела прочности выбранных материалов, разрушение при заданных нагрузках как нефтепровода, так и газопровода не произойдет.

					Расчетная часть	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		105

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители

Магистральная сеть газо – нефтепроводов является важной и незаменимой отраслью топливно-энергетического комплекса в нашей стране. Россия обладает сильно разветвленной сетью магистральных трубопроводов.

Протяженность магистральных газопроводов в России составляет 250 тыс. км; нефтепроводов 48,5 тыс.км. При этом процент применения полимерных лент на магистральных трубопроводах составляет 60 %. Однако срок службы данного вида изоляции составляет около 15 лет, что ниже срока эксплуатации трубопроводов в 2 раза, поэтому существует необходимость в проведении капитальных ремонтов по замене изоляционного покрытия.

Действующие методы выборочного ремонта изоляции газо – нефтепроводов, а в частности требования нормативных документов для их проведения имеет ряд значительных недостатков:

- существенный объем проводимых земляных работ;
- большая степень трудоемкости работ по очистке наружной поверхности трубопровода от старой изоляции и нанесению новой;
- использование ручного труда в большом объеме, что сокращает возможность увеличения объема ремонтных работ по замене изоляционного покрытия;
- малая степень использования механизированного метода изоляции.

					АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗО – НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ (ЗАМЕНА ИЗОЛЯЦИИ) С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Фисенко В.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Проверил		Никольчиков Н.К.					106	162
Конс.						НИТЛУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71		
Н. Контр.								
Утверд.		Шадрина А.В.						

Целью планирования себестоимости проведения ремонтных работ является экономически обоснованное определение величины затрат на их выполнение. Необходимо выполнить расчеты по действующей и предлагаемой технологиям, а также определить экономический эффект от увеличения свободного пролета трубопровода между земляными перемычками.

Для реализации проекта, необходимо выполнить следующие работы:

1. закупка оборудования;
2. закупка расходных материалов;
3. выполнение капитального ремонта по замене изоляции.

В экономические затраты для капитального ремонта газо – нефтепровода с заменой изоляции входят следующие статьи затрат:

- на оборудование;
- на расходные материал;
- на амортизацию основного оборудования;
- на оплату труба и налоговые отчисления;
- на электроэнергию.

Так как ПАО «Газпром» и ПАО «Транснефть» обладают своими транспортными участками, то закупка техники или привлечение к работе подрядных организаций не требуется.

4.1.2 Swot- анализ

SWOT анализ – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – SWOT анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
--	---	--

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лис
Изм	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		107

	<p>С1.Экономичность и энергоэффективность.</p> <p>С2. Сокращение времени проведения капитального ремонта по замене изоляции</p> <p>С3. Большая степень механизации производства</p> <p>С4. Квалифицированный персонал.</p>	<p>Сл1.Стоимость оборудования.</p> <p>Сл2.Недостаток квалификации кадров.</p> <p>Сл3. Ускоренное развитие технологий и оборудования.</p> <p>Сл4. Требование к наличию нормативных документов</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Работа с конкретными участками трубопровода.</p> <p>В2. Совершенствование устаревших требований нормативной документации.</p> <p>В3. Сокращение экономических затрат на проведение ремонтных работ.</p> <p>В4. Увеличение объемов проведения работ</p>	<p>1. Исследование новых методов для проведения капитального ремонта по замене изоляции</p> <p>2. Снижение затрат на оборудование и материалы.</p> <p>3. Повышение надежности ремонтируемых трубопроводов.</p> <p>4. Создание новой методики определения допустимого расстояния свободного пролета трубопровода</p>	<p>1. Приобретение сертифицированного оборудования.</p> <p>2. Поиск источника финансирования.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Наличие ремонтных конструкций, препятствующих</p>	<p>1. Отслеживание изменения в Российском законодательстве</p>	<p>1 Регулярное повышение квалификации персонала</p>

Изм	Лис	№ докум.	Подпис	Дат

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Лис

108

применению новой методики в полном объеме.	2. Совершенствование нового метода производства капитального ремонта по замене изоляции	2 Проведение своевременного технического обслуживания и ремонта
У2. Возможность изменений в законодательстве РФ.		
У3. Ограниченный спрос на новый метод.		
У4. Необходимость следить за исправностью оборудования		

4.2 Планирование научно-исследовательской работы

4.2.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Одним из главных этапов подготовки проекта является оценка степени ее готовности к коммерциализации. Для упрощения оценки и выявления уровня собственных знаний создана специальная форма, содержащая показатели степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенции разработчика научного проекта.

Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	4
Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4

Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	2	3
Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	4
Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	3
Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	2
Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	2
Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	3
Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	2
Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	2
Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	3
Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	3
Проработан механизм реализации научного проекта	4	3
ИТОГО БАЛЛОВ	41	45

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i,$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта и знания уровня имеющихся знаний у разработчика составило 41 и 45 баллов, что говорит о средне перспективной разработке.

4.2.2 Инициация проекта

Данный этап работы нацелен для лучшего представления целей проекта, так же производится конкретизации информации о возможных заинтересованных сторонах проекта, а также для определения целей данной работы (таблицы 4.3-4.4).

Таблица 4.3 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
ПАО «Транснефть» ПАО «Газпром»	Создание методики определения оптимальных технологических параметров при капитальном ремонте газо – нефтепроводов по замене изоляции

Таблица 4.4 - Цели и результаты проекта

Цели проекта:	Анализ напряженно-деформированного состояния газо – нефтепровода при капитальном ремонте (замена изоляции) с целью определения оптимальных технологических параметров.
Ожидаемые результаты проекта:	Оптимизация существующих требований по проведению капитального ремонта газо – нефтепроводов по замене изоляции
Критерии приемки результата проекта:	Соответствие стандарту

4.2.3 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта (таблица 4.5).

Таблица 4.5 - Календарный план проекта по предлагаемому методу

Код	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Подготовительные работы	2	28.06.19	30.06.19	Руководитель работ
2	Земляные работы	4	01.07.19	05.07.16	Руководитель работ – 1 чел. Трубопроводчик линейный – 2 чел. Водитель вахтовки – 1 чел. Машинист экскаватора – 1 чел. Машинист бульдозера – 1 чел.
3	Проведение капитального ремонта по замене изоляции	6	06.07.19	12.07.19	Руководитель работ – 1 чел. Трубопроводчик линейный – 2 чел. Машинист экскаватора – 1 чел. Водитель вахтовки – 1 чел. Монтажник – 1 чел. Изолировщик – 1 чел. Машинист трубоукладчика – 2 чел.
4	Контроль качества ремонтных работ и материалов	1	13.07.19	14.07.19	Инженер ЛНК – 2 чел.
5	Восстановление ЭХЗ	1	14.07.19	15.07.19	Руководитель работ – 1 чел. Трубопроводчик линейный – 2 чел.
6	Подготовка сопроводительной документации на приемку работ	2	16.07.19	18.07.19	Руководитель работ – 1 чел.
Итого:		16			

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ (таблица 4.6).

Таблица 4.6 - Линейный календарный график проведения работ на объекте

Наименование операции	сутки	Продолжительность проведения работ					
		Июнь			Июль		
		1	2	3	1	2	3
подготовительные	2						
полевые	12						
камеральные	2						

4.2.4 Бюджет научно-технического исследования

При проведении капитального ремонта газо – нефтепровода по замене изоляции возникают финансовые затраты. Целью данного раздела является определение основных категорий затрат. При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения.

В таблицах 4.7 – 4.14 представлены отдельные статьи затрат. В таблице 4.15 представлена общая смета затрат на выполнение проектно-изыскательской работы.

Таблица 4.7 – Затраты на спецоборудование, руб.

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена	Сумма
1	Очистная машина ОМ-1422	шт.	1	630000,00	630 000,00
2	Изоляционная машина ИМ-1220Г	шт.	1	1607000,00	1 607 000,00
3	Битумоплавильный котел ИСТ-3Б	шт.	1	830000,00	830 000,00
ИТОГО:					3 067 000,00

Таблица 4.8 – Затраты на материалы и комплектующие, руб.

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена	Сумма
1	Грунтовка ТИАЛ	кг	1400	45,00	63 000,00
2	Битумная мастика ТИАЛ	кг	20000	20,00	400 000,00
3	Лента изоляционная ТИАЛ	кг	9809	40,00	392 360,00
4	Полотенца мягкие ПМ-1223	шт.	4	2380,00	9 520,00
ИТОГО:					864 880,00

Таблица 4.9.1 – Затраты на оплату труда по действующей технологии, руб.

№ п/п	Наименование Категории Работников в 2019 году действующая технология	Численность по штату (ед)	Средняя заработная плата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения работ	Фонд з/платы на весь объем работ
1	Руководитель	1	2 640,00	2 640,00	25,00	66 000,00
2	Линейный трубопроводчик	2	1 265,00	2 530,00	25,00	63 250,00
3	Изолировщик	1	1 430,00	1 430,00	25,00	35 750,00
4	Монтажник	1	1 397,00	1 397,00	25,00	34 925,00
5	Машинист трубоукладчика	4	1 485,00	5 940,00	25,00	148 500,00
6	Машинист экскаватора	2	1 485,00	2 970,00	25,00	74 250,00
7	Машинист бульдозера	2	1 485,00	2 970,00	25,00	74 250,00
8	Водитель вахтовки	1	1 375,00	1 375,00	25,00	34 375,00
9	ЛНК	2	1 760,00	3 520,00	25,00	88 000,00
ИТОГО		16				619 300,00

Таблица 4.9.2 – Затраты на оплату труда по предлагаемой технологии технологий, руб.

№ п/п	Наименование Категории Работников в 2019 году предлагаемая технология	Численность по штату (ед)	Средняя заработная плата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения работ	Фонд з/платы на весь объем работ
1	Руководитель	1	2 640,00	2 640,00	16,00	42 240,00
2	Линейный трубопроводчик	2	1 265,00	2 530,00	16,00	40 480,00
3	Изолировщик	1	1 430,00	1 430,00	16,00	22 880,00
4	Монтажник	1	1 397,00	1 397,00	16,00	22 352,00
5	Машинист трубоукладчика	4	1 485,00	5 940,00	16,00	95 040,00
6	Машинист экскаватора	2	1 485,00	2 970,00	16,00	47 520,00
7	Машинист бульдозера	2	1 485,00	2 970,00	16,00	47 520,00
8	Водитель вахтовки	1	1 375,00	1 375,00	16,00	22 000,00
9	ЛНК	2	1 760,00	3 520,00	16,00	56 320,00
ИТОГО		16				396 352,00

Таблица 4.10 – затраты на страховые взносы в государственные внебюджетные фонды, руб.

Действующая технология		по регрессивной шкале (среднегодовой %)	Сумма
1	66 000,00	25,58	16 883,00
2	63 250,00	30,00	18 975,00
3	35 750,00	30,00	10 725,00
4	34 925,00	30,00	10 478,00
5	148 500,00	30,00	44 550,00
6	74 250,00	30,00	22 275,00
7	74 250,00	30,00	22 275,00
8	34 375,00	30,00	10 313,00
9	88 000,00	30,00	26 400,00
10	619 300,00	0,2	1 239,00
ИТОГО:			184 113,00
Предлагаемая технология		по регрессивной шкале (среднегодовой %)	Сумма
1	42 240,00	27,25	11 510,00
2	40 480,00	30,00	12 144,00
3	22 880,00	30,00	6 864,00
4	22 352,00	30,00	6 706,00
5	95 040,00	30,00	28 512,00
6	47 520,00	30,00	14 256,00
7	47 520,00	30,00	14 256,00
8	22 000,00	30,00	6 600,00
9	56 320,00	30,00	16 896,00
10	396 352,00	0,2	793,00
Итого			118 537,00

Таблица 4.11 – Затраты на страховые взносы в фонд социального страхования на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

Заработная плата	% (согласно уведомле- нию Фонда Социального Страхования)	Сумма
Действующая технология		
619 300,00	0,2	1 239,00
Предлагаемая технология		
396 352,00	0,2	793,00

№ п/п	Наименование основных средств	Кол- во	Балансовая стоимость единицы, руб.	Норма амортизационных отчислений, %	Время полезного использования в разработке % по действующей технологии	Амортизация , руб.
	Действующая технология					
1	Бульдозер ЧТЗ Б10М	2	4499000,00	10,00	0,98	8 818,04
2	Экскаватор Komat'su PC200	2	4030000,00	10,00	0,98	7 898,80
3	Трубоукладчик ТГ-301Я	4	3500000,00	10,00	0,98	13 720,00
4	Подкапывающая машина МНР-1020Р	1	485930,00	10,00	0,98	476,21
5	Вахтовка КАМАЗ 5511	1	730000,00	10,00	0,98	715,40
6	Очистная машина ОМ-1422	1	630000,00	10,00	0,98	617,40
7	Изоляционная машина ИМ- 1220Т	1	1607000,00	10,00	0,98	1 574,86
8	Битумоплавильный котел ИСТ-3Б	1	830000,00	10,00	0,98	813,40
9	Лаборатория контроля изоляционного покрытия ЛИП-1	1	3460000,00	10,00	0,98	3 390,80
10	Электрическая дизельная станция 60 кВт	1	561500,00	10,00	0,98	550,27
	ИТОГО					38 575,18

Таблица 4.12.2 – Затраты на амортизацию основных средств по предлагаемой технологии

№ п/п	Наименование основных средств	Кол-во	Балансовая стоимость единицы, руб.	Норма амортизационных отчислений, %	Время полезного использования в разработке % по 2017 году	Амортизация, руб.
	Предлагаемая технология					
1	Бульдозер ЧТЗ Б10М	2	4499000,00	10,00	0,43	3 869,14
2	Экскаватор Komat'su PC200	2	4030000,00	10,00	0,43	3 465,80
3	Трубоукладчик ТГ-301Я	4	3500000,00	10,00	0,43	6 020,00
4	Подкапывающая машина МПР-1020Р	1	485930,00	10,00	0,43	208,95
5	Вахтовка КАМАЗ 5511	1	730000,00	10,00	0,43	313,90
6	Очистная машина ОМ-1422	1	630000,00	10,00	0,43	270,90
7	Изоляционная машина ИМ-1220Т	1	1607000,00	10,00	0,43	691,01
8	Битумоплавильный котел ИСТ-3Б	1	830000,00	10,00	0,43	356,90
9	Лаборатория контроля изоляционного покрытия ЛИП-1	1	3460000,00	10,00	0,43	1 487,80
10	Электрическая дизельная станция 60 кВт	1	561500,00	10,00	0,43	241,45
	ИТОГО					16 925,85

Таблица 4.13 – Затраты на накладные расходы, руб

№ п/п	Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объем затрат, руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов
Действующая технология				
	Итого:	4 773 868,18	10,00	477 386,82
1.1	Спецоборудование	3 067 000,00	10,00	306 700,00
1.2	Материалы и комплек-тующие	864 880,00	10,00	86 488,00
1.3	Оплата труда	619 300,00	10,00	61 930,00
1.4	Начисления на оплату труда	184 113,00	10,00	18 411,30
1.5	Амортизация основных средств		10,00	3 857,52
Предлагаемая технология				
	Итого:	4 463 694,85	10,00	446 369,49
2.1	Спецоборудование	3 067 000,00	10,00	306 700,00
2.2	Материалы и комплек-тующие	864 880,00	10,00	86 488,00
2.3	Оплата труда	396 352,00	10,00	39 635,20
2.4	Начисления на оплату труда	118 537,00	10,00	11 853,70
2.5	Амортизация основных средств	16 925,85	10,00	1 692,59

Таблица 4.14 – Затраты на прочие расходы, руб

№ п/п	Виды оплаты	Норматив, тариф руб/время, кв м. в мес.	кол-во сотрудников непосредственно пользующихся в рамках данной работы услугами связи.	Время полезного использования в разработке, мес.	Сумма оплат, руб.
1.	Транспортные услуги	0	0	0,00	0
2	Действующая технология	13,27	16	0,14	29,72
№ п/п	Виды оплаты	Норматив, тариф руб/время, кв м. в мес.	кол-во сотрудников непосредственно пользующихся в рамках данной работы услугами связи.	Время полезного использования в разработке, мес.	Сумма оплат, руб.
1.	Транспортные услуги	0	0	0,00	0
2	Услуги связи-2019г.	13,27	16	0,06	12,74

Таблица 4.15.1 – Общая смета затрат по действующей технологии

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.	Этапы выполнения работ		
			1	2	3
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Спецоборудование	3 067 000,00	1 840 200,00	920 100,00	306 700,00
3	Материалы и комплектующие	864 880,00	518 928,00	259 464,00	86 488,00
4	Оплата труда	619 300,00	371 580,00	185 790,00	61 930,00
5	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	184 113,00	110 467,80	55 233,90	18 411,30
6	Амортизация основных средств	38 575,18	23 145,11	11 572,55	3 857,52
7	Накладные расходы	477 386,82	286 432,09	143 216,05	47 738,68
8	Командировки и служебные разъезды	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Прочие расходы, в т.ч.:	29,72	17,83	8,92	2,97
9.1	Оплата транспортных услуг	0,00	0,00	0,00	0,00
9.2	Оплата услуг связи	29,72	17,83	8,92	2,97
9.3	Коммунальные услуги	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Итого собственных затрат	5 251 284,72	3 150 770,83	1 575 385,42	525 128,47
11	Уровень рентабельности до 10%	525 128,47	315 077,08	157 538,54	52 512,85
12	Договорная цена (сумма строк 1-11)	5 776 413,19	3 465 847,91	1 732 923,96	577 641,32
13	НДС 20%	1 039 754,37	623 852,62	311 926,31	103 975,44
14	Всего стоимость договора	6 816 167,56	4 089 700,53	2 044 850,27	681 616,76

Таблица 4.15.2 – Общая смета затрат по предлагаемой технологии, руб

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.	Этапы выполнения работ		
			1	2	3
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Спецоборудование	3 067 000,00	1 840 200,00	920 100,00	306 700,00
3	Материалы и комплектующие	864 880,00	518 928,00	259 464,00	86 488,00
4	Оплата труда	396 352,00	237 811,20	118 905,60	39 635,20
5	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	118 537,00	71 122,20	35 561,10	11 853,70
6	Амортизация основных средств	16 925,85	10 155,51	5 077,76	1 692,59
7	Накладные расходы	446 369,49	267 821,69	133 910,85	44 636,95
8	Командировки и служебные разъезды	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Прочие расходы, в т.ч.:	12,74	7,64	3,82	1,27
9.1	Оплата транспортных услуг	0,00	0,00	0,00	0,00
9.2	Оплата услуг связи	12,74	7,64	3,82	1,27
9.3	Коммунальные услуги	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Итого собственных затрат	4 910 077,08	2 946 046,24	1 473 023,13	491 007,71
11	Уровень рентабельности до 10%	491 007,71	294 604,62	147 302,31	49 100,77
12	Договорная цена (сумма строк 1-11)	5 401 084,79	3 240 650,86	1 620 325,44	540 108,48
13	НДС 20%	972 195,26	583 317,15	291 658,58	97 219,53
14	Всего стоимость договора	6 373 280,05	3 823 968,01	1 911 984,02	637 328,01

Вывод по главе 4

Расчет экономической эффективности увеличения максимально допустимой длины подкопанного участка в зависимости от диаметра газо – нефтепроводов показал, что на проведение капитального ремонта 1 км газо – нефтепровода диаметром 1220 мм. Согласно показателям, приведенным в действующей НТД (действующая технология), а также согласно определенным мною показателями (предлагаемая технология). В результате увеличения свободного пролета трубопровода затраты на оплату труда рабочих, также, как и страховые взносы уменьшается на 36 %, амортизационные отчисления на основное оборудование уменьшается на 56%, накладные расходы на 6 %, а общий экономический эффект достигает 6% (что составляет порядка 442 887 рублей на один километр трубопровода).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лис
Изм	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		124

					АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗО — НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ (ЗАМЕНА ИЗОЛЯЦИИ) С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Фисенко В.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов	
Проверил		Никучликов В.К.						125	162
Конс.		Черемискина М.С.				НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71			
Н. Контр.									
Утверд.		Ильдрин А.В.							

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ									нормативные документы
	Движение транспорта и спецтехники (до места работы и обратно)	Земляные работы	Очистка наружной поверхности трубопровода от старой изоляции	Сушка трубопровода	Изоляционные работы	Укладочные работы	Балластировка газо – нефтепровода	Контроль качества ремонтных работ и материалов	Установка ЭХЗ	
Высокое напряжение.	-	-	-	-	-	-	-	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 [7] Приказ Минтруда и соцзащиты РФ № 328н от 24.07.2013г. [19]
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т. ч. грузоподъемные)	+	+	+	-	+	+	+	-	-	ГОСТ 12.3.009-76 [13]
Воспламенение газовоздушной среды, взрыв, пожар	-	+	+	-	+	+	-	-	-	ГОСТ 12.1.004-91 [14]

5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой произведённой среды

5.1.1.1 Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания

Источник возникновения: Работы по опорожнению рабочей полости магистральных газо – нефтепроводов, а также работа дизельных двигателей рабочей техники, опасны высокой концентрацией в воздухе рабочей зоны опасных и токсичных веществ.

Воздействие фактора на организм человека:

Объект отнесен к категории ОПО по признаку обращения следующих ОВ: нефть, пары нефти, природный газ. Сведения об ОВ представлены в Таблице 5.2.

					Социальная ответственность	Лист
						126
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.2 – Сведения об обращающихся опасных веществах

№ п/п	Наименование опасного вещества	Степень опасности и характер воздействия вещества на организм человека
1	2	3
1	Нефть	По токсическим свойствам нефть относится к веществам III класса опасности [5]. На человека нефть оказывает наркотическое действие с изменением состава крови и нарушением функционирования кроветворных органов. При постоянном воздействии углеводородов наблюдается повышенная заболеваемость органов дыхания, функциональные изменения в центральной нервной системе, низкое кровяное давление, признаки поражения почек и др.
2	Природный газ	По степени воздействия на организм человека относится к IV классу опасности [5]. Продукты сгорания газа представляют собой потенциальную угрозу нормальному функционированию человеческого организма на физиологическом уровне
3	Пары нефти	По степени воздействия на организм человека относится к IV классу опасности [5]. Пары нефти относятся к веществам со слабо выраженным токсическим действием, поражают, главным образом, центральную нервную систему вызывая наркотическое опьянение. Признаками отравления парами нефти является головноекружение, сухость во рту, головная боль, тошнота, повышенное сердцебиение, общая слабость, а в больших дозах может произойти остановка дыхания от удушья.

Допустимые нормы: предельно допустимые концентрации различных вредных веществ, представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны [4]

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Бензол	15	II
Сера	6	IV
Сернистый диоксид SO ₂	10	III
Сероводород H ₂ S	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами	3	III
Толуол	50	III
Углеводороды C ₁ – C ₁₀	300	IV
Оксид углерода CO	20	IV

Предлагаемые средства защиты: К средствам коллективной защиты использовать специально отведенные помещения и системы вентиляции. Основным средством индивидуальной защиты является ПДУ-3 (портативное дыхательное устройство) и шланговый противогаз [16].

Мероприятия по снижению воздействия чрезмерного загрязнения воздушной среды на работников: Заблаговременное опорожнение и отключение всех возможных источников выброса вредных веществ в зону проведения работ (сбор и транспортировка загрязнённых нефтью участков на территории проведения работ; установка заглушек и перемычек на ремонтируемый участок; постоянный контроль газовой среды).

5.1.1.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Источник возникновения: Работы в позднее время суток или в пасмурную погоду, сопровождаются недостаточной освещённостью рабочей зоны.

Воздействие фактора на организм человека: При недостаточном освещении затрудняется производственный процесс, работники теряют достаточную видимость проводимых работ, что может привести к аварии и получению травм. Увеличивается утомляемость и нагрузка на зрение у работников.

Допустимые нормы: Работы по обустройству траншей и котлованов должны выполняться при равномерном освещении и освещённостью не менее 2 лк. [15]. Грузоподъёмные операции выполнять при освещённости не менее 5 лк, а при работе ручным и механизированным способом не менее 10 лк [13].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: Использование прожекторов и дополнительного освещения от спецтехники.

					Социальная ответственность	Лист
						128
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.1.1.3 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Источник возникновения: при проведении работ в летнее время возникает опасность повреждения работников в результате контакта их с насекомыми, пресмыкающимися и животными.

Воздействие фактора на организм человека: укусы от насекомых, животных и пресмыкающихся. Инфекционные заболевания, раздражение кожного покрова.

Предлагаемые средства защиты: средством коллективной защиты является ограждение территории производства работ. Средства индивидуальной защиты (каска, перчатки, очки, специальная обувь с высокими рантами) [16].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: проведение целевого инструктажа, соблюдение требований охраны труда и техники безопасности. Использование средств индивидуальной защиты (препараты для дезинфекции, уничтожения вредных насекомых и клещей с помощью химических и биологических средств).

Работы, проводимые в местах обитания диких животных должны проводиться рабочими, в составе не менее 2-х человек.

5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды

5.1.2.1 Падение с высоты

Источник возникновения фактора опасности и его воздействие на организм: при выполнении земляных работ и работ со спецтехникой, есть риск падения с большой высоты (Таблица 5.3).

					Социальная ответственность	Лист
						129
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.3 – Основные опасные производственные факторы при работе на высоте

№	Источник опасности	Возможное происшествие	Потенциальные последствия для жизни и здоровья работника
1	Работа на высоте относительно нижней отметки поверхности	Падение работника. Наличие выступающих предметов, об которые, тело пострадавшего могло удариться при падении.	Характер и тяжесть телесных повреждений. Инвалидность работника. Смертельный исход.
2	Работа на высоте с использованием инструментов, приспособлений	Падение предметов на работника	Характер и тяжесть телесных повреждений. Инвалидность работника. Смертельный исход.

Допустимые нормы: К работам на высоте относятся работы свыше 1,8 м и работы менее 1,8 м, если существует риск падение на оборудование и механизмы. Запрещается проводить любые работы на высоте, если сила ветра достигает 15 м/с, при грозе и тумане, а также при гололёде [13].

Предлагаемые средства защиты: средств индивидуальной и коллективной защиты (каска, перчатки очки, страховочные системы, сигнальные жилеты) [16].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: Лицо ответственное за безопасное проведение работ обязано обеспечить использование работниками инвентарных лесов, подмостей, устройств и средств подмащивания.

5.1.2.2 Воспламенение газовойоздушной среды, взрыв, пожар

Источник возникновения: Причиной возникновения пожара на практике считают непосредственное возникновение огня, т.е. источника зажигания. Действительно, в производственных условиях горючее вещество в виде газов, нефтяных паров и окислителя - кислорода воздуха есть всегда, но технологические процессы протекают нормально, без пожара. Пожар возникает при появлении источника зажигания.

					Социальная ответственность	Лист
						130
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Воздействие фактора на организм человека: Ожоги, травмы в результате взрыва, смерть.

Допустимые нормы: В (приложении А) приведены показатели взрывопожароопасности веществ, обращаемых на площадке разведочных скважин, транспортируемых в промышленном трубопроводе [14].

Предлагаемые средства защиты: средств индивидуальной и коллективной защиты (каска, перчатки очки, газоанализаторы СГГ) [13].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: Во время проведения ремонтных и аварийно-восстановительных работ по трассе магистрального трубопровода должны быть приняты меры по предотвращению загрязнения территории горючесмазочными продуктами, очистке от горючих материалов в радиусе 5 м от мест установки баллонов с газами и горючей жидкостью; наличие средств пожаротушения (цистерна с раствором пенообразователя, мотопомпа, асбестовое полотно и др.); применению при сварке металлических поддонов.

5.1.2.3 Действие сила тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, объектов на работающий персонал

Источник возникновения: При производстве земляных работ, существует риск обрушения стенок грунта на рабочих.

Воздействие фактора на организм человека: Травма головы, ушибы, переломы, смерть.

Допустимые нормы: Работы, включающие производство ям, траншей, котлованов путём выемки грунта, должны проводиться при соблюдении углов откоса стенок грунта, указанных в (таблице 5.4) [15].

					Социальная ответственность	Лист
						131
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.4 – Крутизна откосов в зависимости от вида грунта при разработке траншей и котлованов

№ п/п	Виды грунтов	Крутизна откоса (отношение его высоты к заложению) при глубине выемки, м (не более)		
		1,5	3,0	5,0
1	Насыпные не слежавшиеся	1:0,67	1:1	1:1,25
2	Песчаные	1:0,5	1:1	1:1
3	Супесь	1:0,25	1:0,67	1:0,85
4	Суглинок	1:0	1:0,5	1:0,75
5	Глина	1:0	1:0,25	1:0,5
6	Лессовые	1:0	1:0,5	1:0,5

Предлагаемые средства защиты: Средствами коллективной защиты будут являться страховочные системы (пояса, стропы). Предлагаемые средства индивидуальной защиты являются каска, перчатки, очки, обувь [15,16].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора:

Земляные работы необходимо выполнять в соответствии с требованиями СП 34-116-97, СНиП III-42-80*, ВСН 005-88, РД 39-132-94, размеры и профили траншеи – с требованиями СНиП 3.02.01-87, СНиП 12-04-2002.

Ответственный за проведение работ, должен проверить, выполнены ли крепления, откосы вертикальных стенок и достаточно ли обеспечен контроль их устойчивостью (таблица 5.4). Обеспечен визуальный контроль за неподвижностью грунта, изолированы все подземные коммуникации (трубопроводы, электрокабели и.т.п.). Котлованы и траншеи должны быть ограждены и обозначены сигнальными лентами, в ночное время должно быть обеспечено сигнальное освещение [13].

5.1.2.4 Высокое напряжение

Источник возникновения: Установка электрохимической защиты подразумевает работу с источником постоянного тока, что несет в себе опасность поражения рабочего персонала электрическим током.

Воздействие фактора на организм человека: Поражение электрическим током относится к травмам с высоким процентом смертельных

					Социальная ответственность	Лист
						132
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

исходов (более 30 %). Смерть может наступить как в момент самой травмы, так и спустя несколько часов и даже дней после неё.

Допустимые нормы: Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 5.5 [7].

Таблица 5.5 – Допустимые нормы напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки (ГОСТ 12.1.038-82)

Род тока	U, В	I, мА
	Не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Предлагаемые средства защиты: (диэлектрические перчатки); специальная диэлектрическая обувь (диэлектрические болты, галоши); изолирующие покрытия и устройства (диэлектрические коврики, диэлектрические подставки) [16].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: Защитой от данного негативного фактора является соблюдение требований охраны труда и применение средств индивидуальной защиты. Источники электроэнергии должны быть изолированы, ограждены и обеспечены заземлением. Электрооборудование должно быть исправно [19].

5.1.2.5 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Источник возникновения: при проведении работ, по замене изоляционного покрытия на магистральных газо – нефтепроводах, на территории проведения работ сконцентрировано высокое количество спецтехники и механизмов. Источником возникновения данного фактора, являются движущиеся механизмы спецтехники.

					Социальная ответственность	Лист
						133
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Воздействие фактора на организм человека: негативным последствием данного фактора, являются травмы высокой степени, вплоть до летального исхода.

Предлагаемые средства защиты: Средствами коллективной защиты являются ограждение территории проведения работ. Средствами индивидуальной защиты являются каска, перчатки, очки и специальная обувь [16].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: работы с применением спецтехники и спецоборудования должны проводиться в присутствии ответственного за безопасное проведение работ. Работники должны соблюдать охрану труда и технику безопасности при работе со спецоборудованием и рядом со спецтехникой. Оборудование должно быть исправно и пригодно для безопасного производства работ [26].

5.1.2.6 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Источник возникновения: Основная опасность при эксплуатации трубопровода и другого оборудования заключается в возможности их разрушения под действием давления рабочей среды (физический взрыв).

Воздействие фактора на организм человека: Травмы высокой степени, вызванные ударной волной и осколками разрушенного трубопровода.

Предлагаемые средства защиты: спецодежда, спецобувь, перчатки, очки, каска [16].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: Эксплуатацию и испытание магистральных трубопроводов нужно проводить согласно технологическим регламентам, эксплуатируемых организаций.

Трубопроводы должны быть обслужены и подвержены ежегодному контрольному осмотру, ревизии и экспертизе промышленной безопасности [26].

					Социальная ответственность	Лист
						134
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.2 Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала капитального ремонта с заменой изоляции и потенциально достижимого при окончании капитального ремонта с заменой изоляции:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

Воздействие на почвенно-растительный слой в период производства работ происходит в результате:

- передвижения строительной техники;
- расчистки участков от древесно-кустарниковой и лесной растительности;
- земляных работ при разработке траншей и амбаров;
- устройства временных отвалов грунта, временных переездов и пр;
- загрязнения территории отходами производства.

Для снижения воздействия на поверхность земель в период производства работ проектом предусмотрены следующие мероприятия;

- рекультивация нарушенных земель;
- проезд строительной техники только в пределах зоны производства работ;
- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;
- планировка зоны производства после окончания работ для сохранения направления естественного поверхностного стока воды;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;
- размещение отвалов грунта в пределах границ зоны производства работ;
- для исключения разлива ГСМ заправка техники осуществляется на временной площадке с твердым покрытием и обваловкой.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

Экологическая устойчивость геологической среды в период реконструкции будет обеспечена следующими факторами:

- направление движения поверхностного стока будет восстановлено после завершения работ;
- баланс земляных масс при земляных и планировочных работах будет составлен с учетом их минимального перемещения.

Загрязнение атмосферного воздуха в период реконструкции нефтепровода происходит за счет выбросов загрязняющих веществ и является временным.

Стационарными источниками неорганизованных выбросов в воздушный бассейн являются:

- работающие строительные машины и механизмы;
- изоляционно-окрасочные работы;
- пескоструйные и углошлифовальные работы;
- заправка строительной техники;
- дизельная электростанция.

Нестационарным источником неорганизованных выбросов в атмосферу является автотранспорт при перевозке рабочих и различных грузов.

Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на этапе проведения работ заключается в следующем:

- запрещение разведения костров и сжигания в них любых видов материалов и отходов;
- проведение периодического экологического контроля выбросов автотранспорта и строительной техники силами подрядчика;
- использование оборудования, выбросы которого не превышают нормативно-допустимых;
- оперативное реагирование на все случаи нарушения природоохранного законодательства.

					Социальная ответственность	Лист
						136
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При проведении капитального ремонта по замене изоляции негативное воздействие на поверхностные и подземные воды может произойти при выполнении следующих видов работ:

- передвижение строительной техники в зоне производства работ;
- земляные работы;
- образование строительных и бытовых отходов.

В целях защиты поверхностных и подземных вод от загрязнения на период проведения реконструкции магистрального нефтепровода проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- при необходимости проведения работ в период интенсивного таяния снега и половодья свести к минимуму все земляные работы;
- размещение всех временных сооружений (склады, амбары для гидроиспытаний, стоянки, вагончики и др.), обслуживание техники предусматривается строго за пределами водоохраной зоны водных объектов;
- соблюдение правил выполнения работ в охранной зоне магистральных трубопроводов;
- планировка строительной полосы после окончания работ для сохранения естественного стока поверхностных и талых вод;
- проезд строительной техники в пределах зоны производства работ;
- своевременный вывоз промышленных отходов и бытовых отходов с площадки производства работ на санкционированный полигон;
- заправка машин и механизмов на специально оборудованной площадке с твердым покрытием за пределами ВЗ и ПЗП;
- запрещена мойка машин и механизмов на строительной площадке;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества.

В период капитального ремонта МГ и МН к строительно-монтажным работам, которые оказывают отрицательное воздействие на окружающую среду, допускается персонал, прошедший инструктаж по охране окружающей среды [20].

					Социальная ответственность	Лист
						137
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

По сфере возникновения ЧС подразделяются на:

- техногенные;
- природные;
- экологические (загрязнения окружающей среды).

Наиболее характерными ЧС являются экологическое загрязнение окружающей среды и техногенное возгорание. В таблице 5.9 указаны виды возможных аварий, а также состав и действие оперативной бригады.

Таблица 5.9 – Виды возможных аварий, а также состав и действие оперативной бригады

Вид аварии (нарушения)	Условия опасные для людей и окружающей	Действия персонала
Разрыв и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым сварным швам	Розлив нефти, пары нефти, загазованность	Оперативная бригада находится в распоряжении ответственного руководителя, выполняет все его задания
		Отсечение поврежденного участка, согласно мероприятиям
		Помощь в установке заглушек для отсечения участка, затем поступает в распоряжение газосварщика.
		Проводит сварочные работы
Возгорание	Высокая температура, продукты горения	Находится в распоряжении ответственного руководителя, выполняет все его задания
		Отсечение поврежденного участка, согласно мероприятиям
		Приступают к ликвидации очага возгорания до прибытия караула ПЧ
		Ликвидирует очаг возгорания

Во исполнение требований Федерального закона от 21.12.1994 №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», Федерального закона от 21.07.1997г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», постановления Правительства Российской Федерации от 30.12.2003г. № 794 «О

					Социальная ответственность	Лист
						138
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» и постановления Правительства Российской Федерации от 10.11.1996г. №1340 «О порядке создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» в ПАО «Газпром» и ПАО «Транснефть» созданы финансовые резервы, резервы материальных ресурсов для экстренного привлечения необходимых средств на ликвидацию чрезвычайных ситуаций на объектах общества [22,24].

Безопасная эксплуатация магистральных газо – нефтепроводов обеспечивается при соблюдении следующих условий:

- тщательный контроль над состоянием уплотнений фланцевых соединений;
- периодический контроль загазованности территории проведения работ переносными газоанализаторами типа СГГ;
- строгое соблюдение технологического регламента по эксплуатации технологических сооружений, правил и инструкций по эксплуатации оборудования;
- внедрения высокоэффективных методов защиты от коррозии [18].

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нормативно-правовыми документами, обеспечивающими безопасную деятельность предприятий ПАО «Газпром» и ПАО «Транснефть» является целый ряд законодательных актов, включающих в себя федеральные законы, указы Президента РФ, ГОСТы, СНИПы, а также отраслевые регламенты и руководящие документы и т.д.

Система охраны труда является неотъемлемой частью нефтяной отрасли и ключевой в отношениях между работодателем и работником. В целях обеспечения соблюдения требований охраны труда, осуществления контроля за

					<i>Социальная ответственность</i>	Лист
						139
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

их выполнением в ПАО «Газпром» и ПАО «Транснефть» создана служба охраны труда.

Ответственность за несоблюдение требований охраны труда работниками, в пределах своих должностных обязанностей, несут все руководители участков и подразделений, начиная с мастера участка и заканчивая руководителем предприятия.

В целях обеспечения эффективной работы системы охраны труда на предприятиях законодательными актами устанавливаются:

- права и обязанности сторон в области охраны труда, на основании трудового договора;
- порядок подготовки и проверки знаний работников по охране труда;
- порядок расследования и учет несчастных случаев на производстве;
- порядок допуска и отстранения работника от работы;
- гарантия реализации права работников на охрану труда.

Работники, заключившие трудовой договор с предприятием, командированные на предприятие или прибывшие на учебу в первую очередь проходят вводный инструктаж, который проводится специалистом (инженером) по ОТ и ПБ или лицом, на которого приказом возложены такие обязанности.

Первичный инструктаж (инструктаж на рабочем месте) проводится непосредственным руководителем работ. Такие инструктажи проводятся перед началом работ непосредственно на рабочих местах:

- со всеми работниками, которые вновь приняты на предприятие;
- с работниками, переведенными из другого подразделения;
- с работниками, приступающими к новому виду работы;
- командированными на предприятие и временными работниками;
- со строителями, временно работающими на территории предприятия;
- с лицами (студенты, учащиеся), которые проходят производственное обучение или практические занятия на производстве (по отдельному графику).

					Социальная ответственность	Лист
						140
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В программу первичного инструктажа должны быть включены вопросы, содержащиеся в инструкции по ТБ и ОТ для данной специальности (должности, рабочего места), а также в иных нормативных актах по ОТ.

Повторный (периодический) инструктаж по ОТ, включающий освещение технологических особенностей работ, связанных с повышенной опасностью, проводятся с соответствующей категорией работников ежеквартально, с остальными – раз в полгода. Данный инструктаж может проводиться индивидуально или коллективно (в группе) с работниками одной специальности.

Внеплановый инструктаж по охране труда проводится прямым руководителем и предусматривается непосредственно на рабочих местах в случаях:

- введения новой или переработанной нормативной документации;
- замены оборудования или изменения технологического процесса;
- нарушения работником правил ОТ;
- требования должностных лиц органа госрегулирования и надзора;
- перерыва в работе более 30 дней (работы с повышенной опасностью) и более 60 дней – для иных видов работ.

Внеплановые инструктажи проводятся по аналогии с периодическими инструктажами. Но особое внимание необходимо уделить причине их проведения. Внеплановые инструктажи отнюдь не отменяют проведение периодических (повторных) инструктажей.

Целевые инструктажи проводятся в случаях:

- производства работ по наряду или специальному распоряжению;
- выполнения разовых работ, которые не связаны с должностными обязанностями;
- участия в ликвидации аварийных ситуаций или последствий стихийных бедствий;
- привлечения работников к проведению различных внеплановых мероприятий, экскурсий.

					Социальная ответственность	Лист
						141
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проведение такого инструктажа возлагается на лицо, которое определено приказом по предприятию ответственным за выполнение данной работы или проведение мероприятия.

Проведение вводного инструктажа должно быть зафиксировано в журнале вводных инструктажей под роспись работника. Проведение первичного, периодического и внепланового инструктажей – в соответствующих журналах инструктажей на рабочем месте также под роспись работников. Целевых – в нарядах-допусках на работу и иных документах по решению руководства предприятия.

					Социальная ответственность	Лист
						142
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выводы по главе 5:

При производстве работ по капитальному ремонту магистральных газо – нефтепроводов с заменой изоляции, рабочий персонал сталкивается с большим количеством опасных и вредных факторов. Для всех факторов в данном разделе сформулированы меры по снижению их воздействия.

В практической значимости, проведение капитального ремонта с заменой изоляции на магистральных газо – нефтепроводах повышает уровень надежности опасного производственного объекта и обеспечивает их безаварийную работу. Это исключает возникновение аварий, порывов трубопровода и обеспечивает экологическую безопасность для данного производственного объекта.

Также исключается возникновение ЧС экологического и техногенного характера. Для каждого вида ЧС определены действия персонала и меры, обеспечивающие безаварийную работу трубопровода.

Для сотрудников, производящих производства работ предусмотрены бесплатные средства индивидуальной защиты, обеспечены условия безаварийной работы. Также для работников предусмотрено страхование от причинения вреда, в результате аварии на территории объекта, оборудована зона отдыха и питания. Эксплуатирующая организация обеспечивает транспортировку персонала на опасный производственный объект.

					Социальная ответственность	Лист
						143
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выводы:

- были выбраны объекты исследования;
- проведен анализ физики-географических, инженерно-геологических, климатических и сейсмических условий объекта исследования;
- изучены общие понятия технологических процессов по замене изоляции, расстановки техники;
- ознакомились с техническими решениями по нанесению изоляционного покрытия;
- описана технология пооперационного контроля изоляционного покрытия, защиту газо – нефтепроводов от коррозии;
- произведен расчет допустимой величины пролета газо – нефтепровода по методическим указаниям и определить максимально допустимые нагрузки на трубопровод.
- смоделирован процесс в среде ANSYS с целью определения оптимальных размеров участков между опорами при проведении изоляционных работ механизированным способом, определение нагрузок на трубопровод;
- сделано заключение по полученным теоретическим результатам и результатам полученными в среде ANSYS.
- сформулированы итоговые нормативные таблицы расстояний между перемычками грунта в зависимости от диаметра трубопровода.
- определен экономический эффект от внедрения новых нормативных расстояний свободного пролета газо – нефтепроводов.

					АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗО – НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ (ЗАМЕНА ИЗОЛЯЦИИ) С ЦЕЛЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Фисенко В.А.			Выводы	Лит.	Лист	Листов
Проверил		Никольчиков В.К.					144	162
Конс.						НИТЛУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71		
Н. Контр.								
Утверд.		Шадрина А.В.						

Список источников и литературы

1. Бурков П.В. Компьютерное моделирование технологий в нефтегазовом деле: учебное пособие/П.В. Бурков, С.П. Буркова// Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 143 с.
2. Березин, В.Л. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / В.Л. Березин и др. - М.: Недра, 2013. - 364 с.
3. ГОСТ Р 53383–2009. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия. – М., 2009. – 18 с.
4. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
5. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 49 с.
6. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – Введ. 01.01.77. – М.: Стандартиформ, 2006. – 7 с.
7. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1). – Введ. 01.07.1983. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 7 с.
8. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения. – Введ. 01.06.2017. – М.: Стандартиформ, 2016. – 7 с.
9. ГОСТ Р 55709-2013 Освещение рабочих мест вне зданий. Нормы и методы измерений. – Введ. 08.11.2013. – М.: Стандартиформ, 2013. – 10 с.

					АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗО — НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ (ЗАМЕНА ИЗОЛЯЦИИ) С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список источников и литературы	Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		Фисенко В.А.							
Проверил		Никольчиков В.К.					145	162	
Конс.						НИТПУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71			
Н. Контр.									
Утверд.		Шадрина А.В.							

10. ГОСТ Р 51337-99 Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей. – Введ. 22.11.1999. – М.: Стандартиформ, 1999. – 47 с.

11. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 30.06.2002. – М.: Стандартиформ, 2006. – 17 с.

12. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности. – Введ. 21.07.2017. – М.: Стандартиформ, 2017. – 28 с.

13. ГОСТ 12.3.009-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности. – Введ. 01.07.77. – М.: Стандартиформ, 2006. – 7 с.

14. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – Введ. 30.06.1992. – М.: Стандартиформ, 2006. – 95 с.

15. ИОТВ 13-17 Инструкция по охране труда при проведении земляных работ.

16. ИОТВ 40-17 версия 3.00 Инструкция по охране труда при использовании средств индивидуальной защиты

17. ИОТП 29-16 версия 2.0 Инструкция по охране труда для трубопроводчика линейного.

18. ОР 15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 Порядок допуска подрядных организаций к производству работ по строительству, техническому перевооружению, реконструкции, капитальному и текущему ремонту, ремонтно-эксплуатационным нуждам объектов ОАО «АК «Транснефть». – Введ. 18.04.2012. – М.: ПАО «Транснефть», 2012. – 66 с.

19. Приказ Минтруда и соцзащиты РФ № 328н от 24.07.2013г. «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

20. Постановление Правительства РФ от 15.04.2002 №240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».

					Список источников и литературы	Лис
Изм	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		146

21. РД–23.040.00–КТН–064–18. Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных трубопроводов. – М., 2018. – 210 с.

22. РД 153-39.4-114-01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. – Введ. 20.02.2002. – М.: ПАО «Транснефть», 2002. – 115 с.

23. РД–23.040.01–КТН–222–10. Методика расчета на прочность и устойчивость линейных участков магистральных нефтепроводов диаметром 530 – 1220 мм при ремонте с подъемом и поддержкой трубоукладчиками. – М., 2010. – 67 с.

24. СТО Газпром 2–2.3–231-2008. Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ПАО «Газпром». – М., 2008. – 96 с.

25. СП 42–102–2004. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб. – М., 2004. – 107 с.

26. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. – М., 2012. – 96 с.

27. СП 71.13330.2017. Изоляционные и отделочные покрытия. Актуализированная редакция СНиП 3.04.01-87. – М., 2017. – 61 с.

28. СП 33.13330.2012. Расчет на прочность стальных трубопроводов. – М., 2012. – 25 с.

29. СП 28.13330.2017. Защита строительных конструкций от коррозии. – М., 2017. – 118 с.

30. СП 22.13330.2011. Основания зданий и сооружений. – М., 2011. – 166 с.

31. СП 131.13330.2012. Строительная климатология. – М., 2012. – 113 с.

32. СП 14.13330.2018. Строительство в сейсмических районах. – М., 2018. – 126 с.

33. Халлыев, Н.Х. Комплексная механизация капитального ремонта линейной части магистрального газопровода / Н.Х. Халлыев и др. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 2012. - 166 с.

					Список источников и литературы	Лис
Изм	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		147

34. Marissa MacLeana, Zoheir Farhat, Fabrication and investigation of the scratch and indentation behaviour of new generation Ni-P-nano-NiTi composite coating for oil and gas pipelines, in: George Jarjoura, Eman Fayyad , Aboubakr Abdullah, Mohammad Hassan, Wear 426 – 427 (2019), pp. 265–276.

35. L. Niu, Y.F. Cheng, Development of innovative coating technology for pipeline operation crossing the permafrost terrain, in: Construction and Building Materials 22 (2008), pp. 417 – 422.

36. Todd Byrnes, Saudi Aramco, Dhahran, Saudi, Pipeline coatings, in: Trends in Oil and Gas Corrosion Research and Technologies, Dhahran, Saudi Arabia, 2017, pp. 563 – 589.

37. T. Rehberg, M. Schad, Corrosion protective coating technology for transit pipelines in europe, in: 3R International, February 2010.

38. Gan Cui, Zhenxiao Bi, A comprehensive review on graphene-based anti-corrosive coatings, in: Ruiyu Zhang, Jianguo Liu, Xin Yu, Zili Li, Chemical Engineering Journal 373 (2019), pp. 104–121.

39. V. Russell, K. Leong, Polymer coatings for oilfield chemicals, in: A.E. Hughes, J. Mol, M.L. Zheludkevich, R.G. Buchheit (Eds.), Active Protective Coatings: New-Generation Coatings for Metals, Springer, Netherland, 2016, pp. 385 – 428.

40. S. Guan, Advanced two layer polyethylene coating technology for pipeline protection, in: International Corrosion Control Conference, Sydney, Australia, 2007.

41. J. Doddema, The use of visco-elastic self-healing pipeline coating, in: NACE CORROSION 2010, San Antonio, Texas, 14e18 March 2010, 2010.

42. R. Norsworthy, Fail safe tape system used in connection with cathodic protection, Materials Performance 43 (6) (June 2004), pp. 34 – 38.

43. A. Williamson, J. Jameson, Design and coating selection considerations for successful completion of a horizontal directionally drilled (HDD) crossing, in: CORROSION 2000, Orlando, Florida, pp. 26 – 31 March 2000, March 2000.

Список публикаций студента

1. Фисенко В.А. Оценка допустимой протяженности свободного пролета газо – нефтепровода на основе анализа напряженно – деформированного состояния // XXIII Международный научный симпозиум имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» [в печати]

2. Фисенко В.А. Оснащение рабочих органов специальной техники датчиками расстояния до трубопровода, с целью исключения повреждения трубопроводов при проведении земляных работ в аварийных ситуациях // XXIII Международный научный симпозиум имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» [в печати]

					АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗО – НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ (ЗАМЕНА ИЗОЛЯЦИИ) С ЦЕЛЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Фисенко В.А.			Список публикаций студента	Лит.	Лист	Листов
Проверил		Никольчиков					149	162
Конс.						НИТЛУ, ИШПР, ОНД, группа 2БМ71		
Н. Контр.								
Утверд.		Шадрина А.В.						

Приложение А
(справочное)

**ANALYSIS OF THE STRESS-STRAIN STATE OF GAS AND OIL PIPELINES DURING
OVERHAUL (INSULATION REPLACEMENT) IN ORDER TO DETERMINE THE
OPTIMAL TECHNOLOGICAL PARAMETERS**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ71	Фисенко Владислав Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Виктор Кенсоринович	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Забродина Ирина Константиновна	к.пед.н., доцент		

Abstract. Oil and gas pipelines are subject to extreme erosion and corrosion due to the presence of particulates or corrosive gases such as hydrogen sulfide and carbon dioxide. The failure of these pipelines can cost the oil and gas industry immensely. Traditional methods for protecting oil and gas pipeline steels include the use of epoxy-based and other polymeric coatings, and corrosion resistant materials. Whilst very good results are achieved with these coatings, the pressure for improved coating performance imposed by stringent government regulations mandates the search for coatings that provide superior protection, at a lower cost [34].

While that is a major role, coatings do so much more than just “block moisture.” Some other functions include the following:

- Separating the pipeline from corrosive chemicals, gases, and microbiologically influenced corrosion (MIC);
- Reducing the amount of cathodic protection current required for corrosion mitigation.
- Protecting piping against Corrosion Under Insulation (CUI).
- Reflection of thermal radiation and insulation of the pipe contents from heat loss or heat gain.
- Reducing the friction between the liquid media and the pipe wall.
- Resisting abrasion and impact during transportation and burial.
- Controlling pipe buoyancy in offshore applications.
- Reducing or preventing deposit buildup, thus boosting production rates.
- Passive fire protection (generally cementitious or intumescent coatings).

In addition to fulfilling such tasks, coatings also have to exhibit economy, functionality, and practicality.

Economy means that the product itself must be inexpensive, and there must be a practical pathway for its cheap application to the pipe (spray, brush, wrapping, fusing, etc.).

Functionality simply means that the product must withstand exposure to atmospheric, buried or immersion conditions, extremes of temperature, soil currents, soil stresses, microorganisms, pressure, aggressive chemicals, etc.

Practicality refers to the fact that the product must resist ultraviolet (UV) exposure and mechanical damage during storage and transportation, withstand mechanical operations (bending, hydro-testing) in the field, and must be sufficiently abrasion and impact resistant to endure the drilling or thrust-boring activities.

Obsolete technologies. As can be seen in Fig. 1, the first real external coatings were bituminous or tar based, which had the virtues of being sticky, water repellent, and available. Nevertheless, they were cheap and effective and coal tar enamel and cement mortar were the only two coatings up to 1978. The products in this section can still be commonly found, but their production has been replaced, to some extent, by newer products with superior features.

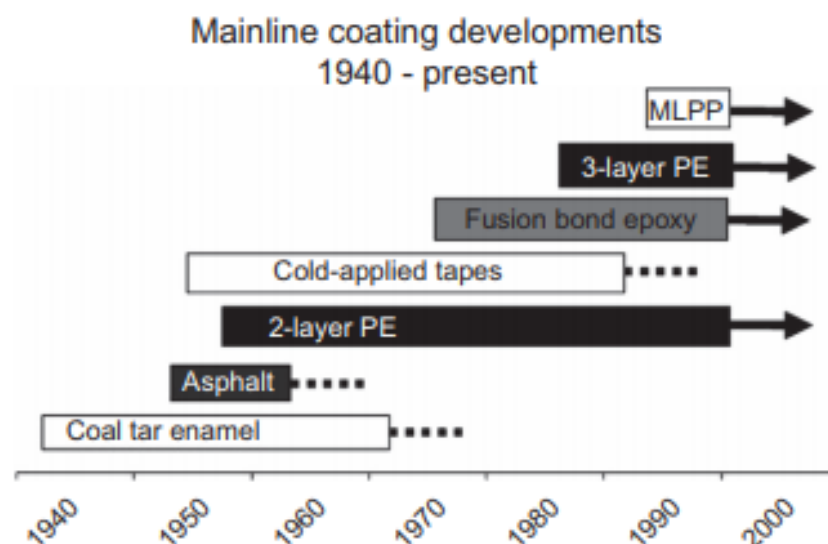


Fig.1 Evolution of pipe mainline coatings.

This is usually higher performance, better environmental compliance, easier and safer handling, less demanding surface preparation, etc. [36].

Coal tar enamel

Coal tar enamel (CTE) is a polymer-based coating produced from the plasticization of coal tar pitch, coal, and distillates. Inert fillers are added to provide the desired properties of the system. The coal tar pitch, which forms the basis for the enamel, consists of polynuclear aromatic hydrocarbons and heterocyclic compounds. Over the years, this coating has been used in conjunction with a primer, a fiber glass or mineral felt reinforcement, and an outer wrap.

The introduction of glass fiber inner wraps and the application of outer wraps onto the coating surface improved the mechanical strength of the system and provided extra protection against soil stresses and impact damage during handling and installation.

CTE coatings have very good electrical insulation and low water permeation properties that resist bacterial attack and the solvent action of petroleum oils. Coal tar is particularly durable and used for low-maintenance items. For example, the lock gates of the Panama Canal have used CTE for decades. CTE is still used under Concrete Weight Coatings (CWCs) for offshore use. However, CTE has carcinogenic properties, and many countries have now banned its use [36].

Asphalt enamel coatings

Asphalt enamel coating is currently increasingly used as a substitute for coal tar because it contains lower levels of carcinogen. However, the restrictions with regard to rigorous fume extraction apply during its use. Asphalt enamel coating has some limitations in terms of flexibility at very low temperatures. Moreover, health and safety restrictions can be expected to result in the continuing decline in the usage of asphalt enamel coatings [35].

Dielectric tapes/wraps

A typical tape system comprises a liquid primer applied on the steel, followed by one or more layers of two-ply tape. Two-ply tape is usually made from polyethylene

(PE) or polyvinyl chloride (PVC) with an adhesive layer of butyl rubber on one side. The backing tape and the adhesive are the “two plies” in the description.

Butyl rubber is sticky and adhesive with good resistance to oxygen (compare with tire bladders, which are mostly butyl rubber). PE and PVC have excellent water resistance and are strong dielectrics (i.e., highly insulating). Robust adhesive backed outer wrap(s) are commonly used over the inner wrap(s) for mechanical protection. Variations exist where “hot-melt” adhesives replace the cold adhesive or the inner wrap has adhesive placed on both sides (three-ply tape).

While it sounds like an ideal solution, tapes historically have received some “bad press.” This is due to their susceptibility to soil stresses (which can wrinkle the tape) and the shielding properties of the PE/PVC. The dielectric (insulating) properties that frustrate corrosion currents unfortunately also block protective cathodic protection (CP) current. This, however, is only an issue if the tape disbands. If CP current is prevented from reaching the disbanded areas and water is present, then corrosion can progress unchecked [36].

Three-ply or so-called “self-amalgamating” tapes are said to offer better performance over two-ply tapes. This is because with adhesive on one side only, there will always be a defined interface along which moisture can travel. Because butyl rubber is more like a viscoelastic than a solid, placing it on both sides (see Fig. 2) means the adhesives will merge, wherever it contacts itself and any interface will gradually disappear [37].

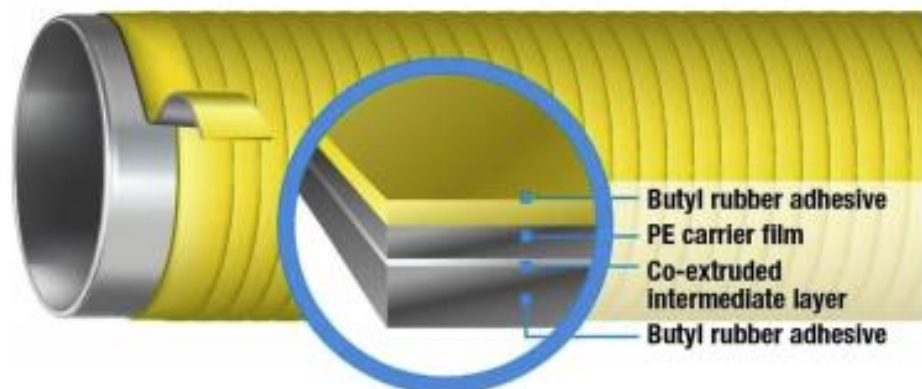


Fig.2 – Three-ply (i.e., double-sided adhesive) pipeline tape

Fusion bonded epoxy

Since the application as a protective coating was in the early 1980s, fusion bonded epoxy (FBE) coating formulations had gone through vast improvements and developments. FBE with different chemical and physical properties are available to suit coating application on main body of the pipes, internal surface, girth welds and fittings. Furthermore, FBE variations are also available to match different ranges of pipeline service condition.

Nowadays, the major application area of FBE is the pipeline industry. The pipeline companies worldwide have adopted FBE – either in stand alone form or as a primer in multi-layer coating systems – as a standard protective coating for steel tubular and related fittings. Due to the good steel adhesion in molecular levels, FBE can offer significant resistance to steel components against corrosion for a long time under severe environmental conditions. The FBE coating isolates effectively the steel surfaces, which are prone to corrosion attack if exposed to moisture and oxygen as a barrier. They are also proven to be fully compatible with cathodic protection.

Application of FBE coating on the steel surface contains three essential stages. First, the steel surface is cleaned to a high grade of cleaning. Second, the cleaned metal part is heated to the recommended FBE-powder application temperature. The final is the application and curing stage. Fig. 3 shows the basic processes of imposing FBE powercoating on the steel surface.

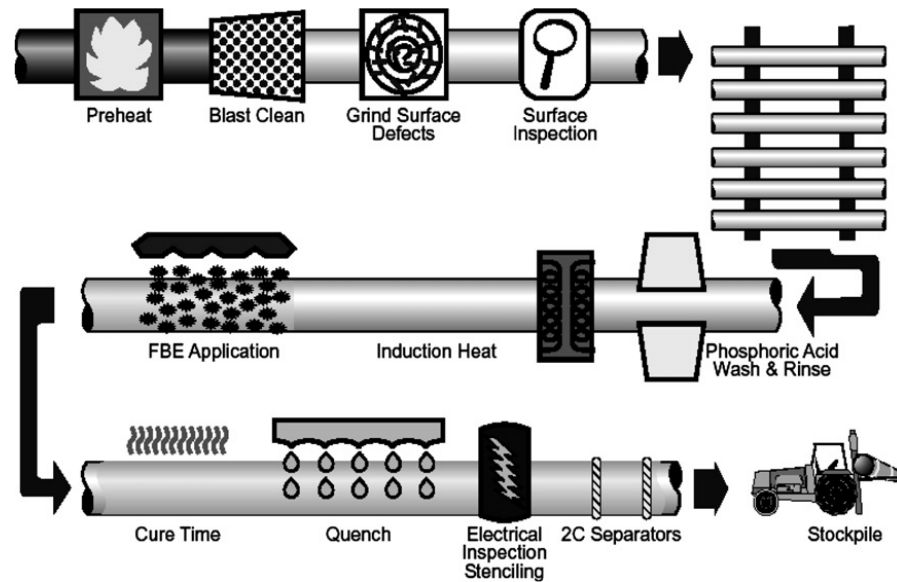


Fig. 3 – The basic processes of imposing FBE power coating.

Application of FBE coating has many advantages over conventional liquid coatings, such as simplicity of application, less waste of material and rapid cure schedules as well as faster production rates. In addition, the FBE coatings have extensive range of operating temperature from $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $105\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Current technologies.

Ni-P-nano-NiTi composite coating

Electroless nickel phosphorous (Ni-P) coatings, first discovered in the early 1940s by Brenner and Riddell, are plated with no external current through an autocatalytic process. These coatings have been widely used in industry, specifically since the 1980s, due to their excellent uniformity, wear and corrosion resistance. Current applications for electroless Ni-P coatings include valves, aircraft engine shafts, and underlayers for magnetic coatings. However, previous work shows that these coatings exhibit low toughness upon deposition. In recent studies, researchers have been investigating the idea of composite coatings, mainly adding other elements into the electroless Ni-P bath in order to improve upon existing properties. Second phase additions such as TiC, SiO₂, and diamond have been added in order to strengthen the matrix, improve corrosion resistance, or improve lubricity. However, minimal attempts to toughen the matrix have been tested.

Superelastic nickel titanium (NiTi) shape memory alloy (SMA) undergoes a reversible, martensitic transformation that allows the material to undergo large, recoverable strains. This makes it ideal in applications requiring high wear resistance. Shape memory and superelastic NiTi have been successfully added into composite materials for toughening purposes in several applications. Thus, the addition of superelastic NiTi to electroless Ni-P coating has the potential to increase the toughness and improve dent resistance of the brittle coating matrix.

Toughening of brittle materials using ductile phase reinforcements can be achieved through several mechanisms including microcracking, crack bridging, crack deflection, crack arresting, and transformation toughening. The addition of a ductile phase into a brittle matrix allows for the absorption of crack propagation energy such that the crack loses driving force. Microcracking can allow the reduction of stress adjacent to the crack tip, reducing the overall driving force. Bridging involves the plastic deformation of the reinforcement upon contact with a crack. Once the crack hits the particle, the ductile reinforcement absorbs the crack energy and the crack is less severe as it continues to propagate. A similar mechanism is crack deflection, which involves the absorption of the crack driving force by changing the direction of propagation, whereas crack arresting stops the crack altogether. Inhomogeneities in the microstructure can aid in deflection of cracks due to martensitic transformations, occurring under an applied stress in superelastic NiTi. When a crack tip approaches a superelastic particle, a transformation from austenite to split martensite occurs, accompanied by a change in volume. It results in an increase in compressive stresses at the crack tip, which reduce the tensile stresses involved in the crack propagation and subsequently the stress intensity factor at the crack tip [34].

Polyolefin

PE and polypropylene (PP) are both examples of polyolefins (POs). POs are specified almost as often as FBE for the protection of steel pipe. PE is impermeable to water but has poor gouge resistance. PP has superior resistance to impact, indentation,

abrasion and soil stress, excellent chemical resistance, and low water vapor transmission. PP is also resistant to higher operating temperatures than PE.

Graphene-based anti-corrosive coatings

In recent years, graphene anti-corrosion coatings have emerged extensively to protect metals from oxidation and corrosion. These coatings can decrease the volume and quantity of the coating. The anti-corrosion effect of a graphene coating is superior to that of traditional anti-corrosion coatings, without changing the original thermal/electric conductivity of the substrate.

Graphene is the thinnest two-dimensional (2D) carbon material. Since Geim and Novoselov adopted a micro-mechanical stripping method to prepare single-layer graphene for the first time, it has attracted significant attention both from the scientific as well as the industrial community. Graphene is considered a structural monomer of carbon materials such as graphite, carbon nanotubes (CNTs), and fullerenes. With continuous research on the performance of graphene, several applications has been carried out on graphene, such as optical components, fuel cells, biological devices, and anti-corrosion coating of metals. These applications benefit from graphene's excellent performance attributed to its outstanding properties, including a strength of 130 GPa, a thermal conductivity of $5000 \text{ J m}^{-1} \text{ K}^{-1} \text{ s}^{-1}$, a forbidden band width of almost zero, a carrier mobility of $2 \times 10^5 \text{ cm}^2 \text{ V}^{-1} \text{ s}^{-1}$, a high transparency of approximately 97.7%, a theoretically calculated specific surface area of $2630 \text{ m}^2 \text{ g}^{-1}$, a Young's modulus of 1100 GPa, and a breaking strength of 125 GPa, and these properties are equivalent to those of CNTs.

Research on graphene-based anti-corrosion applications is currently focused on pure graphene anti-corrosive coatings and graphene composite anti-corrosive coatings. Excellent electrical conductivity, large surface area, and other outstanding properties of graphene play an important role in its anti-corrosion mechanism [38].

Three layer – 3LPO

A three-layer system consists of the PO, a copolymer adhesive layer and an FBE layer against the steel as a primer (hence 3 layer). All three layers are applied sequentially onto a prepared pipe as can be seen in Fig. 4.



Fig. 4 – 3LPE coating in-line application process.

The FBE has excellent adhesion to steel and is an excellent corrosion barrier, whereas the PO has excellent mechanical and impact properties. The copolymer has polar functional groups grafted onto a PE or PP backbone, usually through reaction with free radical initiators and maleic anhydride [39]. The resultant polymer therefore has affinity with both the polar FBE and the nonpolar PO [40].

The PO itself is applied hot either by coextrusion or by side-extrusion (wrapping) as shown in Fig. 5. Usually the FBE, adhesive, and PO are applied within seconds of each other, before completion of the cross-linking process to ensure the best interlayer adhesion. A common 3LPO specification is ISO 21809-1.

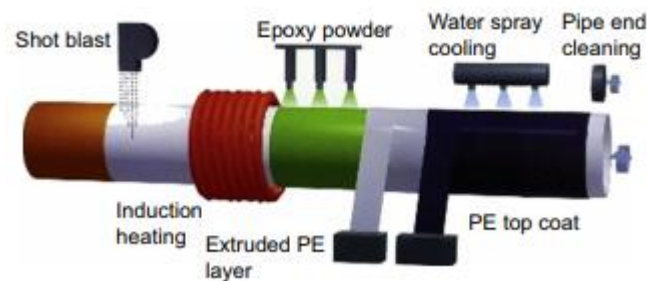


Fig.5 – 3LPE inline coating process

Part of the limitation on the operating temperature of FBE is environmental moisture and mechanical impact at or near the T_g. However, because the PO jacket is a tough and very effective moisture barrier, 3LPE and 3LPP can sometimes be used at temperatures at or above the T_g of the FBE primer. This is tempered, however, by the reality that significant stresses are present in the PO coating that may damage the primer layer if the T_g of the FBE is on a level with the operating condition.

Two layer – 2LPO

POs are nonpolar and do not bond well to steel. Therefore either a mastic or PE-copolymer adhesive is used to generate adhesion between the PO and steel (the PO and the adhesive are the 2 layers in a 2LPO system). Mastic-based adhesives, although being relatively inexpensive, provide good cathodic disbondment (CD) resistance.

However, they have low shear and peel strength values and are restricted to low temperature applications. Products based on copolymers have very good adhesion and shear resistance but generally poor CD resistance. CD is measured as the growth of a circular holiday made on an immersed coating subject to an electrical potential. The bigger the hole grows, the lower the resistance [36].

Viscoelastic wrap

Viscoelastics are novel materials based on polyisobutene the same material used in chewing gum. They adhere to almost any surface, flow under pressure, and are insensitive to surface preparation. In addition, they are highly moisture repellent, immune to polar solvents and bacteria, and can be applied at very low temperatures. The material is normally sold as a roll or tape with an internal mesh layer for support and a release film. But it is also sold as profiling putty or even an injectable liquid.

This system is occasionally described as being “CP compatible”; however, this is misleading. CP compatible is generally understood to mean that CP current will pass through a coating, and disbondment will not increase the risk of corrosion. In reality, viscoelastic systems are rarely used without a rigid outer wrap (usually PVC) to

provide rigidity and impact protection to the whole system. PVC or PE will not pass current CP.

Therefore more accurate descriptions are “CD resistant” and “CP cooperative.” This is because in the event of a penetration the material will flow around and out of the hole, effectively healing the puncture. That is, the outer wrap is wound sufficiently tightly that the viscoelastic is placed under compression. Stated differently, CD values of zero or even negative values are possible.

The second point is that the material is so sticky that it tends to fail cohesively, rather than by disbondment (adhesively). This should be obvious from Fig. 6. That is significant quantities of material will always adhere to the steel, which means that no additional CP current will be required.

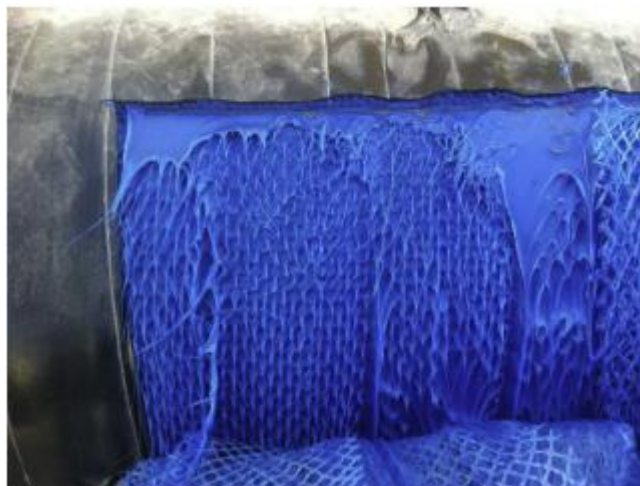


Fig. 6 – Viscoelastic with expanded carrier mesh and outer wrap

Field data suggest that this material has excellent corrosion resistance. A relevant specification is CSA Z245.30. Viscoelastics can be used as maintenance coatings, for mainline pipes, GWs, valves, flanges, and other complicated shapes [41].

Wax tapes

Wax systems generally use a primer against the steel followed by a microcrystalline wax-impregnated carrier mesh. AWWA C217 is a typical specification. This product makes use of the water-repellent properties of wax to exclude water from the steel surface. An outer wrap is often required for mechanical

protection. Wax tapes can dry out and crack, and like all tapes, there is some possibility of damage due to soil stresses. They are not commonly specified for mainline pipe or GWs, but they do have good utility for valves, flanges, and other similarly complicated shapes because of their ability to conform to such surfaces.

“Cathodic protection-compatible” tapes

To retain the convenience of tape mounted systems, some manufacturers have dispensed with dielectric backings in favor of woven geotextile meshes or fabrics backed with rubber-modified bituminous adhesive.

The geotextile is for shear and impact protection. The open weave of the tape is meant to allow electrolyte (hence current) to access the surface of the tape, whereas the adhesive adheres tenaciously to the steel, providing the corrosion protection. These products are not common, and the number of manufacturers is limited [42].

Abrasion-resistant overlays

There is a distinction between pipe that is earthed in bouldery ground where impact resistance is desirable; and pipes that are thrust-bored where abrasion resistance is mandatory. Both need tough, gouge-resistant coatings, and abrasion-resistant overlay (ARO) is the blanket term used for both scenarios. AROs usually take the form of a secondary coating over a primary corrosion barrier layer. For alluvial soils, polyolefinic coatings or polyurethane might be quite gouge resistance. For bouldery grounds, dual layer epoxies with superior hardness and gouge resistance are needed. For severe soil conditions or horizontal directionally drilled applications, composite wraps employing fiber (glass) reinforcement or polymer concrete (a mixture of concrete and epoxy) correspond to a particularly hard wearing surface [43].